République algérienne démocratique et populaire

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA -

Faculté des sciences de la nature et de la vie et des sciences de la terre et de l'univers

Département des Sciences de la Terre et de l'Univers.



Mémoire de fin d'étude

En Vue De L'obtention Du Diplôme Master en Géologie pétrolière

Option : Géologie pétrolière

THÈME

MUD-LOGGING MÈTIÈR DE GÈOSCIENCE

Préparé par :

- Rahmouni Hicham
- Fentiz Issam

Soutenu le: 26/06/2012

Devant le jury :

Président :	SAHRI Leila	MAA	Université d'Ouargla
Examinateur :	GHOUGALLI Maamar	MAB	Université d'Ouargla
Examinateur :	CHRIF Amine	MAB	Université d'Ouargla
Promoteur :	DJIDEL Mohamed	MCA	Université d'Ouargla

Année Universitaire : 2011/2012

Sommaire

CHARITRE III MUD LOGGING MÈTHODES ET ÈQUIPMENTS

Introduction

L'histoire du pétrole commença, il y a plusieurs dizaines ,voire, des centaines de millions d'années, avec la mort d'organismes, qui, une fois, enfouis et accumulés, donneront dans des conditions bien particulières ; la naissance aux hydrocarbures. Donc, cette accumulation, est une formation, qui est un phénomène tout à fait exceptionnel.

Les réserves actuelles sont le résultat d'une série de longs processus successifs : accumulation de matière organique, préservation, enfouissement et sédimentation, puis formation de pétrole ou de gaz et migration. Au cours , de cette longue histoire, les composés ont subi de multiples transformations physiques et chimiques.

L'étude traitera, l'aspect géologique, même si, l'exploration et l'exploitation se ront abordées avant. Partons, donc à la découverte de l'or noir…

I. ORIGINES DE LA MATIÈRE ORGANIQUE :

La matière organique est issue des êtres vivants: tous les végétaux et les animaux sont « construits » avec un ensemble de molécules principalement à base de carbone, d'azote et d'oxygène. A la surface de la Terre, la biomasse végétale représente plus de 90% de la biomasse totale : le rôle de la photosynthèse, chez les végétaux est essentiel dans le cycle du carbone.

C'est le phytoplancton qui est l'élément majeur de concentration du carbone dans les océans.

Pollens, spores, algues, sont autant de constituants que l'on trouve dans les pétroles. De leur côté, les plantes continentales produisent aussi la cellulose et la lignine.

Issue de diverses molécules plus ou moins complexes (lipides, protides, glucides, mais aussi chlorophylle), la matière organique est très diversifiée et très fragile.

Pour aboutir à la formation d'hydrocarbures, elle devra donc trouver un milieu idéal, où la dégradation sera limitée, pour que l'accumulation et la sédimentation puissent avoir lieu.

II. PRÈSERVATION DE LA MATIÈRE ORGANIQUE :

Le milieu doit d'abord contenir beaucoup de matière organique : plus il y aura de production, plus les chances de préservation seront grandes. Dans les océans, le plancton ne vit que dans la première centaine de mètres de la tranche d'eau. Au delà, il n'y a plus assez de lumière pour que la photosynthèse ait lieu. Pour sédimenter, la matière organique doit atteindre le fond de la mer afin d'être enfouie et préservée.

Elle doit tout d'abord échapper à **l'activité bactérienne**, qui recycle la plupart des organismes dans la chaîne alimentaire. Or, les bactéries et les microorganismes sont présents dans les eaux, mais aussi dans les premiers 10 cm de sédiments.

Seules quelques molécules miraculées atteignent ce stade dans un océan. Heueusement certains milieux sont bien plus favorables à la préservation de la matière organique :

- les milieux **anoxiques** (très peu d'oxygène dissous), dans lesquels les tissus animaux et les produits organiques sont à l'abri des bactéries, quasi-inexistantes : un exemple actuel est la Mer Noire
- les milieux où le **taux de sédimentation** est fort : les sédiments s'accumulent très vite, protégeant ainsi la matière organique enfouie.

Enfin, les roches dans lesquelles s'accumule la matière organique doivent être le plus imperméables possible, donc de **porosité faible** : les **argiles** sont de bons candidats (roches très fines) alors que les grès ne préserveront pas la matière organique (porosité trop grande).

On appelle **roche mère** une roche fine qui, ayant accumulé de la matière organique, est susceptible de générer des hydrocarbures. La matière organique insoluble de la roche mère est nommée **kérogène(Djarir,2007).**

III. MATURATION DE LA MATIÈRE ORGANIQUE :

Selon son origine continentale, marine, ou lacustre, **le kérogène** ne possède pas la même composition. Cependant, une fois dans la roche mère, il subira le même sort quelle que soit sa provenance : enfouissement et maturation, en 3 étapes :

- **La diagenèse** : Il s'agit des premières décompositions précoces ou la première

étape de la transformation du kérogène, à faible température (moins de 60°C). Les kérogènes perdent essentiellement de l'eau et du gaz carbonique. Par ailleurs, des bactéries spéciales, dites archéobactéries, forment dans cette tranche de profondeur une partie du gaz naturel.

- **La catagenèse :** Cette seconde étape correspond à des profondeurs supérieures et à des températures de l'ordre de 60 à 120°C. : il y a **craquage thermique**. Les composés se scindent en molécules de plus en plus petites au fur et à mesure de l'enfouissement. La formation de **pétrole** proprement dit a lieu à ce moment, dans les conditions dites de « la fenêtre à huile ».
- **La métagenèse** : est la phase ultime de l'évolution d'un kérogène. C'est le stade de la formation du **gaz sec** (méthane), par craquage du pétrole. On parle de « fenêtre à gaz », située à partir de 3000 mètres de profondeur.

Les hydrocarbures sont ainsi formés, au terme de l'intervention des deux principaux facteurs : la température et le temps. Mais, à ce stade, ils ne présentent aucun intérêt direct puisqu'ils restent répartis dans la roche mère **(Djarir, 2007)**.

NB : Le *charbon résulte de l'accumulation de matière organique continentale, dans des milieux particuliers tels que les deltas. S'ils sont préservés et enfouis, les restes de plantes terrestres subissent les mêmes étapes de maturation que leurs homologues marins. La matière ainsi accumulée et transformée ne migre pas, mais forme des couches géologiques parfois épaisses, exploitée par l'homme.*

IV. MIGRATION ET PIÈGEAGE DES HYDROCARBURES :

Pour constituer une matière première intéressante à exploiter, les hydrocarbures doivent migrer et se concentrer dans un réservoir. La roche qui va les accueillir sera poreuse et perméable, contrairement à la roche mère : on parle de **roche réservoir**.

La migration s'effectue en plusieurs étapes :

- La compaction provoque un déplacement des fluides dans la roche mère. Il y a alors expulsion de l'eau puis des huiles depuis la roche mère vers un drain, qui conduira les hydrocarbures vers un réservoir : c'est la **migration primaire**.
- La **migration secondaire** désigne le déplacement dans le drain vers la roche

réservoir, jusqu'à trouver un **piège**, c'est-à-dire une roche couverture imperméable qui bloquera la progression des hydrocarbures. Les évaporites ou les argiles constituent de bons pièges par leur étanchéité.

Il existe différents types de pièges, liés au dynamisme et à l'histoire structurale du bassin dans lequel se sont formés les hydrocarbures : plis, failles, discordances peuvent faire l'affaire, et souvent plusieurs facteurs se combinent favorablement.

La formation et l'accumulation étant achevées, c'est plusieurs millions d'années plus tard que commence le travail du géologue et du pétrolier.

V. L'EXPLORATION ET L'EXPLOITATION :

Les groupes industriels consacrent une partie de leur budget à l'**exploration**, c'est à dire la recherche partout sur la Terre de bassins susceptibles d'avoir généré et accumulé des hydrocarbures. Les géologues tentent de reconstituer l'histoire structurale et thermique d'un bassin, afin de comprendre au mieux son évolution, et de savoir s'il y a eu une production intéressante ou pas. Il ne s'agit plus aujourd'hui de forer n'importe où pour trouver du pétrole.

Avant toute exploitation, toutes les étapes de recherche doivent avoir porté leurs fruits. Il faut également savoir évaluer l'extension du gisement potentiel. A l'aide de différents outils géophysiques et géochimiques, le géologue va être capable de dire s'il y a du pétrole ou du gaz à plusieurs milliers de mètres sous nos pieds.

- La **sismique** est un outil couramment utilisée en mer comme en terre : Un signal sonore est envoyé à partir de la surface, puis réceptionné. Selon le profil obtenu, on est en mesure de connaître la nature des roches sur plusieurs kilomètres.
- Si, la décision est prise de faire un forage de prospection, les **diagraphies** (outils électriques notamment) permettent d'estimer plus précisément les roches traversées. Ce type d'exploration est très coûteux.
- Des **analyses géochimiques** renseignent le géologue sur la maturation de la roche (Est-ce que le pétrole a eu le temps de se former ?).

Si un réservoir pétrolier ou gazeux s'avère intéressant à exploiter, l'industriel commence son travail. La localisation géographique du gisement (en mer ou sur le continent) fera

intervenir des techniques différentes.

VI. Définition de forage :

Forage signifie pour faire un trou afin d'obtenir l'accès à la sous-surface de la terre. Plusieurs techniques ont été développées pour prouver l'existence des hydrocarbures sous surface sur terre, mais le forage toujours la seule technique qui peut 100% confirmer l'existence des hydrocarbures ainsi que confirmer les hypothèses faites par les études géologiques et géophysiques. Généralement il y a deux types de forage : exploration et développement.des puits exploratoires ou d évaluation sont visés pour déterminer l'ampleur de réservoir, tandis que des puits de production ou de développement sont fait afin d'extraire des hydrocarbures. Réaliséeà l'aide d'un appareil de forage, qui est basé sur l'utilisation des trépans à dents type tricône ou des trépans monoblocs comme les outils diamant ou PDC, sur lesquels on applique une force procurée par un poids tout en les entraînant en rotation(***Fig.I.1)***.

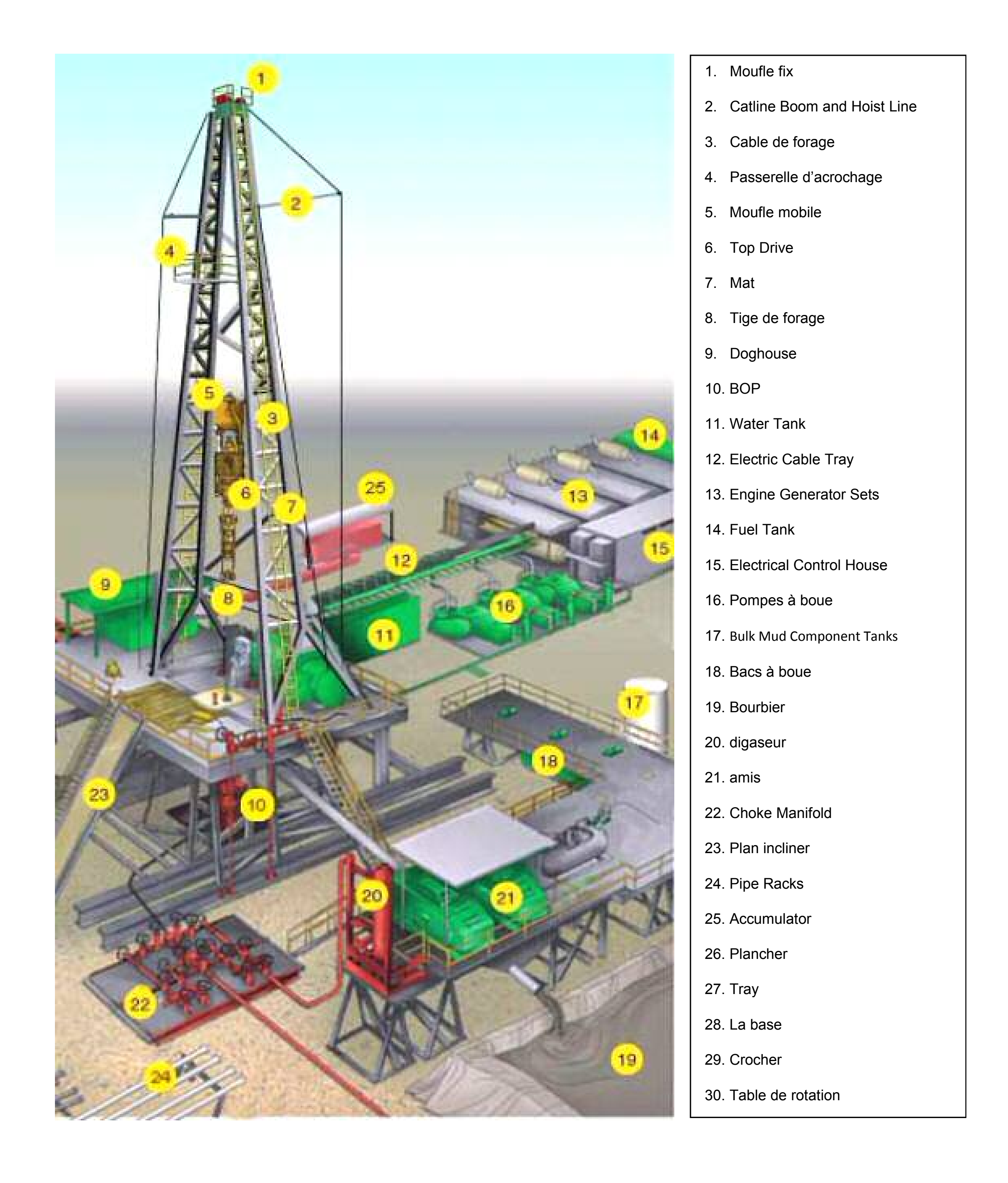


Fig.I.1 : Appareil de forage

Un appareil de forage est composé d'un ensemble d'équipements qui assurent ces différents fonctions tel que :

- La fonction levage
- La fonction rotation

- La fonction pompage
- Ensemble de sécurité

VI.1. Fonctionde levage :

VI.1.1. Le mouflage

Est un moyen de démultiplication des efforts simple utilisé sur les appareils de forage pour lever de lourdes charges.

A- Le moufle mobile et le crochet :

En cours de forage, le moufle mobile et le crochet supportent des charges presque identiques.

B- Le moufle fixe :

Le moufle fixe possède une poulie de plus que le moufle mobile, nécessaire pour le passage, en ses deux extrémités, du brin actif et du brin mort.

C- Les poulies :

La forme de leurs gorges et leurs diamètres dépendent de la grosseur des câbles.

D- Le câble :

C'est un élément essentiel du levage. Son état est contrôlé très souvent.

E- Le crochet :

Situé immédiatement sous le moufle, il possède un crochet avec sécurité de verrouillage pour prendre l'anse de la tête d'injection, des oreilles pour recevoir les bras d'élévateur, un verrouillage pour ne pas tourner librement pendant le forage.

VI.1.2. Le matériel de manœuvre :

Pour les manœuvres de changement d'outils, de descente de tubage, ainsi que pour les ajouts de tiges en cours de forage, on utilise du matériel de plancher que l'on appelle matériel de manœuvre, ce sont :

- les clés.
- les cales ou coins de retenue.
- les élévateurs.
- les colliers de sécurité.

A/ Les clés :

- ✓ clés à mâchoires : Pour le visage et le d évissage des tiges et des masse – tiges, de certains outils et des tubages, on emploie des clés spéciales à mâchoires.
- ✓ Les cl és automatiques : Ce sont des cl és qui fonctionnent gr âce à un moteur hydropneumatique.

B/ les cales ou coins de retenue :

Les cales ou coins de retenue servent à retenir les tiges ou les tubages dans la table de rotation pendant la manœuvre.

C/ les élévateurs :

Les élévateurs sont utilis és pour saisir rapidement le mat ériel tubulaire pendant la manœuvre.

D/les colliers de sécurité :

Ils sont utilisés dans le cas où on utilise un matériel tubulaire lisse (comme les masse – tiges lisses) ou ayant un poids faible, qui risque de glisser à travers les coins de retenue et tomber dans le puits.

VI.1.3. Le treuil de forage

Le treuil de forage permet le levage de la garniture de forage et du tubage. Le treuil entraîne également un arbre secondaire permettantde dévisser et visser les tiges et les tubages.

VI.2. Fonction de rotation :

- ❖ **La table de rotation** : En cours de forage, la table de rotation transmet le mouvement de rotation à la garniture de forage, par l'intermédiaire de fourrures et de la tige d'entra înement, et, en cours de man œuvre, supporte le poids de la garniture de forage, par l'intermédiaire de coins de retenue.
- ❖ **Le top drive :** est une tête d'injection motorisée qui, en plus de l'injection, assure la

rotation de la garniture de forage.

VI.3. La fonction pompage :

La circulation de la boue dans un forage nécessite l'utilisation de pompes puissantes.

Une bonne installation de pompage doit assurer :

- une vitesse de remontée des déblais suffisante pour éviter leur décantation.
- une pression de refoulement suffisante pour vaincre les pertes de charges dans le circuit**.**

VI.3.1. Pompe à boue :

Ce sont des pompes alternatives, le mouvement alternatif des pistons et des tiges étant produit par le système classique de la bielle et d'un vilebrequin. Ces pompes de principe volumétrique fournissent un débit qui est directement fonction de la cylindrée de la pompe et du régime de rotation du vilebrequin. Elles doivent être souples, robustes et faciles à entretenir. Elles sont entrainées par des moteurs électriques **(Fig.I.2).**

Les pompes de forage peuvent être de type duplex à double effet ou triplex à simple effet.

Elles sont composées de trois parties:

- Partie mécanique
- Partie hydraulique
- Amortisseur de pulsation

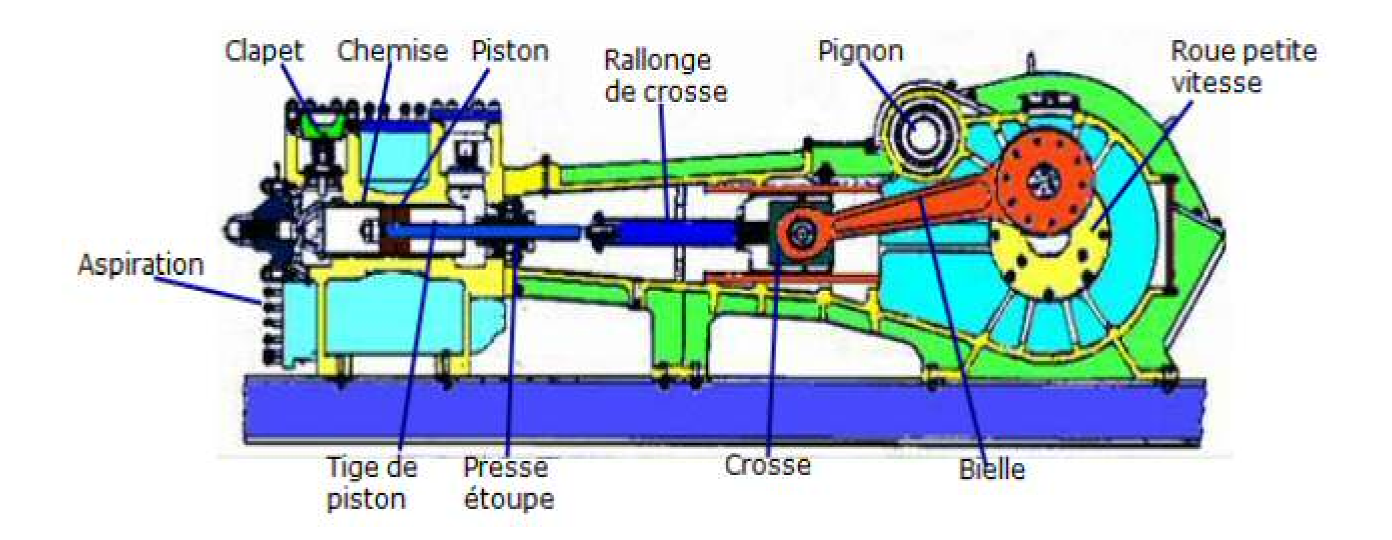


Fig.I.2 : la pompe à boue

IV.3.2. Les tamis vibrants :

Il s'agit essentiellement d'une ou plusieurs toiles de tamis tendues sur cadre plus ou moins incliné, monté généralement sur ressorts et pouvant être animé d'un mouvement de vibration plus ou moins compliqué.

Les vibrateurs ont une efficacité réelle, mais assez faible, on estime généralement qu'ils n'éliminent que 20 à 40 % des solides remontant du puits.

C'est le procédé le plus commode et le moins onéreux pour l'élimination des solides (déblais).

VI.3.3.Les bacs a boue :

Sur une installation de forage on distingue :

- **Les bacs de circulation**

Ce sont des bassins métalliques dans lesquels la boue peut être fabriquée, maintenue en agitation, aspirée par la pompe de forage et peut y revenir par la goulotte. Leurs volumes varient de 15 à 50 m^3 selon l'installation.

- **Les bacs de réserve**

Ils permettent soit de maintenir une boue neuve en attente, soit de stocker une boue déjà utilisée. Leur volume est généralement supérieur à celui de bacs de circulation (50 à 60 m^3).

- **Les bacs de décantation**

Leur volume est voisin de celui des bacs de circulation.

VI.4. SYSTÈME DE SECURITÈ DE PUITS :

VI.4.1. Le Blow Out Preventer (obturateurs) ou BOP :

Est un dispositif attaché au casing Head qui est en liaison avec d'autres équipements et techniques, utilisé a la fermeture d'un puits et permette aux personnes habilités de contrôler une venue avant d'être une irruption porteur de catastrophes.

Il y a trois types de base d'obturation sur un appareil de forage :

- **Obturateur d'annulaire (a membrane) :** a un élément d'étanchéité fabriqué en caoutchouc quand il est activé, il ferme sur la tige carré, tiges de forage (drill pipes), drill collar, ou en cas de l'open hole.

- **Fermeture sur Rams (mâchoire) :** constituer de mâchoire (des grands valves d'acier) qui ont des éléments d'étanchéité, généralement on a trois types de rams d'obturation.

- **Pipe rams** : ferme sur les tiges, et ils n'offrent pas une étanchéité en cas d'open hole.
- **Blind rams** : sont utilisé pour une fermeture effective sur un open hole.
- **Shear rams** : se sont des Blind rams dont des extrémités coupantes, qui coupent complètement la tige, on trouve ce genre d'obturateur généralement dans les systèmes marins.
- **Accumulateur :** le BOP se ferme et s'ouvre à l'aide d'un fluide hydraulique, qui se trouve sous pression dans un accumulateur trouvant. L'air comprimé dans plusieurs bouteilles, actionne les différents organes du BOP à l'aide des consoles de commandes.

VI.4.2. Choke Manifold : en cas d'une venue, la fermeture du puits se fera avec un obturateur ou plusieurs.

Le choke manifold est une série de vannes, chokes, manomètres et les lignes, qui contrôlent le débit de fluide sortant du puits, pendant la fermeture de puits.

Quand le puits est fermé, la circulation se fait à travers le choke manifold.

VI.5. LA BOUE DE FORAGE :

VI.5.1. Les principaux rôles de la boue sont:

- remontée des déblais,
- maintien des déblais en suspension pendant l'arrêt de la circulation,
- refroidissement de l'outil,
- maintien des parois du puits,
- maintien des fluides de formations traversées.

VI.5.2. Les caractéristiques de la boue :

- la masse volumique : (appelée densité sur chantier), sert à alourdir la boue pour augmenter la pression hydrostatique dans le puits, et éviter ainsi l'intrusion d'un fluide ou le fluage des argiles,
- la viscosité : c'est la caractéristique qui permet à la boue de déplacer les déblais,
- le filtrat : c'est l'eau qui pénètre dans la formation pour permettre ledépôt d'une couche de solides, appelée cake, qui "cimente" les parois du puits.

VI.5.3. Les principaux types de boue :

- la boue à base d'eau : le fluide dans lequel sont ajoutés les autres produits est de l'eau,
- la boue à base d'huile : le fluide dans lequel sont ajoutés les autres produits est du gasoil ou du pétrole.

Chaque type de boue est utilisé pour répondre à certains problèmes dans le puits. Par exemple, les argiles dites « gonflante » gonflent au contact de l'eau et viennent coincer la garniture de forage. Pour éviter ce problème, il faut utiliser une boue à base d'huile.

La boue à base d'eau dissout le sel. Donc, pour forer ce type de formation, il faut, soit utiliser une boue à base d'huile, soit une boue saturée en sel.

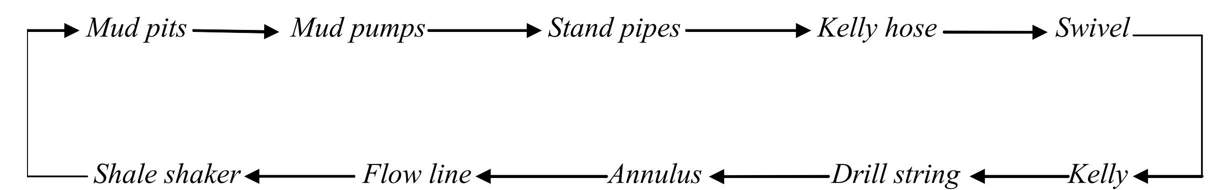
VI.5.4. Circuit fermé de la boue :

La boue est fabriquée dans un « mixer », qui comprend une conduite d'eau contenant une **duse** par laquelle passe l'eau et un entonnoir dans lequel on verse les produits.

Ces derniers se mélangent avec l'eau ; la boue, ainsi fabriquée, est stockée dans des bassins de grande capacité, dotés de mélangeurs et de « mitrailleuses » pour garder la boue toujours en mouvement et l'empêcher de décanter.

Les mitrailleuses sont des conduites dusées par lesquelles sort la boue sous forte pression(**Fig.I.3)** (AOUIMER, 2005).

En sortant du puits, la boue est recueillie dans un tube vertical appelé «tube fontaine» puis est acheminée vers le tamis vibrant par une conduite appelée « tube goulotte »



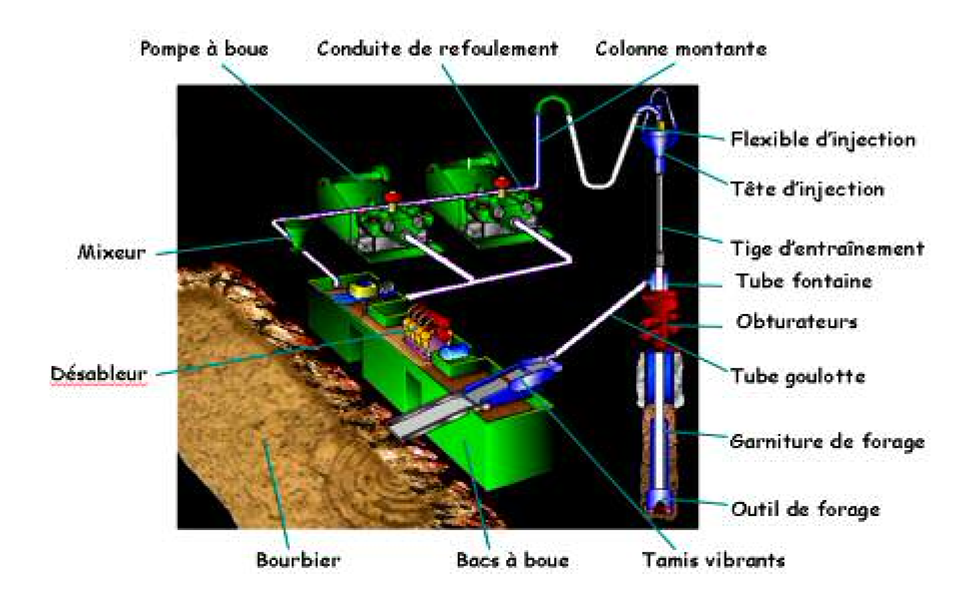


Fig.I.3 : Circuit de la boue

Chapitre II

MUD LOGGING RÔLE ET INTÈRÊT

I. Définition de Mudlogging :

Le terme Mudlogging est composé de deux mots: Mud, qui signifie la boue et Logging qui signifie, enregistrement des données.

Techniquement, il s'agit de l'enregistrement des données ou informations acheminées par la boue de forage (AOUIMER ,2005).

C'est, l'une des activités importantes dans l'opération de forage ; elle sert de dispositif de sécurité, aussi bien que de la réception des informations recueillies par les services.

Cette unité a principalement trois parties : contrôle géologique, la boue et contrôle des paramètres du forage (qui est faite à l'aide des capteurs) et des instruments de détection de gaz.

I.1.Historique de mudlogging :

Il ne s'agit, ni des Américains ni les Russes, mais un indigène de Liverpool (Angleterre), qui a eu l'idée d'intégrer l'ensemble des mesures, pour établir, une mesure complète qui s'appela Mudlogging.

En **1931**, **John T. Hayward** , chef des ingénieurs, au niveau de< **BarnsdallOilCompany**> dans**Tulsa, sis,Oklahoma**est devenu fasciné avec habitude de géologues, de renifler et de tester les <*cuttings*> de forage pour déterminer l'existence des signes d'huile. De ses observations et expériences, il a fait évoluer, la méthode qui a employé une combinaison des mesures pour fournir une alternative quantitative au nez du géologue.

Les résultats de ses mesures ont été rendus compte ensemble, par un graphique à barres de papier continu.

Il porta du matériel, de puits en puits, sur la banquette arrière de sa voiture, composé :

- ✓ Un plongeur rotatoire continu pour écoper vers le haut des échantillons de boue,

et pour remplir des échantillons en verre cogne.

- ✓ Une centrifugeuse pour extraire l'huile,
- ✓ Une pompe, pour déterminer le contenu de gaz, en mesurant la compressibilité de la boue de forage.
- ✓ Un outil de résistivité électrique pour détecter, l'entrée de l'eau salée dans la boue.

Il porteaussi, une pompe mécanique pour mesurer le débit de boue et pour calculer *<lag time>.*

Plus tard, un mélangeur a été utilisé pour extraire les gaz combustibles, et les*<cuttings*> ont été inspectés avec la lumière ultra-violet pour assurer les traces d'huile*(alun whittaker).*

I.2.Activité de Mudlogging :

Mudlogging fournit des services. Ces services sont assurés par un équipement spécial, la cabine géologique (ou unité MudLogging) et son personnel.

I.2.1. Contrôle géologique et surveillance des différentes phases de forage :

Le contrôle géologique doit être fait, chaque fois, qu'un nombre de mètres forés selon le programme de forage, est réalisé. Ceci est fait, en apportant un échantillon de découpages des roches, nettoyé avec le gasoil, puis, analysé avec le microscope.

Une description détaillée de l'échantillon doit être fait par la suite, pour fournir le master log qui contient les informations géologiques et les interprétations.

En plus des informations importantes qu'un contrôle géologique fournit, il aide également le processus décisionnel principalement en déterminant toute la profondeur de n'importe quelle phase.

Egalement, il fournit les vrais dessous des formations produites tout en forant, aidant, au forage de puits plus économiques à l'avenir. D'autres dispositifs, tels que le calcimétre et le fluoroscope sont disponibles dans la cabine de mudlogging, afin d'aide dans le contrôle géologique.

Le calcimétre est utilisé pour mesurer le pourcentage des carbonates dans un échantillon, tandis que, le fluoroscope est utilisé pour déterminer, l'existence et la

nature des hydrocarbures que l'échantillon contient.

I.2.2. Paramètres du forage et de la boue :

Les paramètres du forage et de la boue sont divisés en deux groupes : paramètres mesurés et paramètres calculés.

Les paramètres mesurés sont évalués, à l'aide des capteurs fixes sur différentes parties de la plate-forme de f orage et d 'autres sont calcul és, en utilisant, diff érentes combinaisons entre les paramètres mesurés.

Parmi, les paramètres calculés, la vitesse de pénétration ou ROP (rate of pénétration) qui exprime la nature de la formation traversée.

I.2.3. Système de gaz :

Le syst ème de gaz est une s érie de dispositifs reli és entre eux , pour permettre la séparation et la détermination du pourcentage des gaz contenus dans le fluide de forage.

D'abord, une pompe centrifuge doit être installée sur le puits contenant la boue de renvoi pour permettre, l'extraction du gaz. Après, le mélange de ce gaz avec $CaCl_2$ et au glycol, un appareil électronique permettra de d éterminer sa quantit é .C e gaz pas se par un autre dispositif appel é chromatographe, pour la d étermination de la séparationet du contenu détaillé. (C_1, C_2…. C_5, CO_2).

II. LA CABINE GEOLOGIQUE:

Avant d 'entamer toute étape, il est indispensable de mettre en évidence l 'importance primordiale de rôle de la cabine géologique dans n'importe quel chantier de forage.

II.1. DEFINITION:

La cabine g éologique a 7 m de long, 2,5 m de large et 2,8 m de haut. Elle est mont ée en dispositif de protection et construite, afin, d'exiger et assurer une s écurité sur l'équipement et l'outillage, établie aux normes de sûreté sans pré-sécurisation**(Fig.II.1)**.

L'intérieur de l'unit é de Mudlogging est con çu avec une atten tion particuli ère au détail et a plusieurs dispositifs avanc és, pour assurer un environnement de fonctionnement optimal. Se tenir à l'int érieur de l'unit é, donne l'impression , que l'unit é est beaucoup plus grande que ses v éritables dimensions physiques. Le compteur et

l'espace mémoire est suffisant et les approvisionnements sont toujours facilement accessibles. Le secteur de préparation témoin est assez grand pour exécuter toutes les procédures reliées à l'échantillon, du lavage et séchage à l'analyse autocalcimétrique. Les produits chimiques, les plateaux, la verrerie et autres articles relatifs sont stockés dans ce secteur. La zone de travail du géologue est à la gauche du secteur de préparation témoin, et une station d'ordinateur est incluse, pour mettre à jour les programmes en différé d'enregistrement et de fonctionnement.

Elle incorpore les dispositifs suivants :

- 02 climatiseurs.
- 02 réchauffeurs.
- 01 réfrigérateur.
- 01geyser.



Fig.II.1 : La cabine géologique.

- Toutes les fonctions de l'unité Mudlogging doivent être opérationnelles 24h/24h.
- Tout dysfonctionnement décelé doit être noté sur un registre de poste en précisant l'action à entreprendre pour y remédier dans les plus brefs délais.

- **Le rôle de la cabine dans la préservation d'environnement :**

Avant le commencement de forage, une étude d'ordre environnementale doit être réalisée pour analyser la boue de forage et les déchets jetés sur le terrain pour éviter l'impact de gaz sur les aspects faunes, flores et les prestiges archéologiques et historiques de chaque région désignée pour l'implantation

de forage . C ’est le r ôle de la cabine , primordial, dans la pr éservation des réserves naturelles soit en surface ou bien au fond (les nappes d'eau).

La d étection pr écoce des pertes de boue de forag e en surface ou au fond minimise, les conditions de contamination des e aux dans les nappes et les zones des faunes et floresen surface.

III. PERSONNEL DE L’UNITẺ MUD LOGGING:

III.1. le chef de la cabine (unit manager) :

a. En cours de l’installation :

- Planifie un p rogramme (apr ès la consultation du maitre de l ’ouvrage), pour atteindre les objectifs, sans erreurs ou des actions non souhaitées.
- Organise l’équipe de travail et identifie, le rôle de chaque employé.
- Rédige et transmet aux responsables , les situations journalières de chantier (feed back).
- Note les anomalies pour entamer des actions appropriées.
- Est le premier responsable de la cabine et des équipements mis à la disposition de l’équipe.
- Commande et réceptionne les équipements.

b. En cours du forage, la manœuvre et autres opérations spéciales :

- Etant le responsable de la mission de surveillance (pendant le jour, excepté les circonstances spécifiques).
- Assure le bon fonctionnement du système et des équipements.
- Etablissement des <tripssheet>pour surveiller <gains and losses >de boue et assurer des calculs fiables.
- Etablit les documents de travail : rapports fin de sondage (FWR), rapport journalier, attachements, inventaires…

- Assiste au briefing organisé sur le rig.
- Rend compte à sa hiérarchie.

III.2. L'ingénieur DATA:

Il participe à *:*

- Installation de la cabine: capteurs et équipements informatiques.
- La configuration des équipements informatiques et y saisit les données.
- Il calibre les capteurs.
- Remédie aux dysfonctionnements (première maintenance).
- Contrôle l 'évolution des param ètres et signale les anomalies au « company man ».
- Vérifie les data collecte par le mud logger (description litholo gique, calcimitré…) et contrôle le travail de ce dernière.
- Identifie les tops des formations et fait les corrélations géologiques.
- Communique avec le foreur (chef de poste) ou le client, e n cas des problèmes pendant les opérations de forage.
- Description des cuttinges ou des carottes en cas où le mudlogger n'est pas disponible.
- Préparation et mis à jour des rapports finaux , les logs et les documents administratifs.

III.3.Le mudlogger :

Le mudlogger joue un r ôle tr ès important dans le chantier de forage, et sa responsabilité est comme suit :

❖ **LA SURVEILLANCE :**

➢ Participe à l'installation de la cabine.

➢ Assure la surveillance continue 24h/24h,quel que soit, l'opération en cours et même

durant les périodes d'attentes.

- Collecte les déblais remontés, selon le pas d'échantillonnage recommandé par le géologue DP ou EXPLO.
- Identifie la nature géologique des formations traversées et en détermine les tops, effectue certaines mesures, telles que la calcimétrie et la fluorescence.
- Saisit le Master Log.
- Se tient informer de toutes les opérations en cours.
- Vérifie la fiabilité des mesures.
- Assiste à l'accouchement (prélèvement), la mise en caisse et le marquage des carottes et échantillons pour laboratoire
- Détecte toute variation anormale des paramètres dans les plus brefs délais.
- Contrôle l'état des capteurs ainsi que la ligne gaz et les filtres desséchants.
- Participe à la surveillance de certains paramètres de forage sur écran et sur chartes (pression, niveau des bacs, gaz…).

❖ **En cas d'anomalies,l'équipe doit :**

- Vérifier qu'elle n'est pas due à une défaillance de mesure.
- Informer immédiatement le chef de poste et le superviseur.
- Expliquer l'anomalie et contribuer à identifier les causes.
- Noter les commentaires en temps réel sur la charte.
- Noter le résultat de l'investigation sur ''le livre de bord'' ou le registre de poste.

❖ **Les tâches du géologue de chantier (Well site geologist):**

Le géologue de chantier n'est pas considéré comme un personnel de l'unité mudlogging, mais, il joue un rôle très important pour la démarche de la surveillance géologique.

Il a comme tâches :

- Evaluation géologique avant le début du forage sur la base des offset wells.
- Détermination des objectifs principaux et secondaires sur le puits.
- Donner les cotes d'arrêt des différents casings.

- Confirmer les tops des étages géologiques.
- Assurer le bon fonctionnellement de la cabine.
- Veiller à l'installation et au démarrage de la cabine.
- Contrôler la description des cuttings.
- Veiller au calibrage et la fiabilité du système de gaz
- Evaluer les indices probables des huiles.
- Assure r une bonne communication entre la personne du chantier et celui de la cabine UML.
- Déterminer les zones susceptibles à pertes de boue.
- Assister à l'accouchement de la carotte
- Veiller à la mise en caisse et le marquage des carottes
- Mettre à jour et vérification du masterlog (log habillé).
- D étection et correction des horizons marqueurs (LD2 –HMD) ou (HB dans des autres régions)
- S élection du programme et des intervalles pour le logging (perforation) pour les réservoirs tubés.
- Changement du well plan en fonction des objectifs (changement de trajectoire de drain : Ex : forage horizontal dans le réservoir).
- Donner la cote d'arrêt finale (TD).
- Assurer, l'interprétation des logs électriques sur chantier pour la prise de décision.
- Veiller à un échantillonnage correct suivant les consignes donn ées,évitant la non contamination.
- Communiquer toutes les informations g éologiques pouvant aider le foreur (lithologie, pendage, duret é de la formation, intrusifs, pr ésence de faille, zone fissuré,….)
- Assurer la description des carottes.
- Assurer l'établissement de documents géologiques : Log habillé, Log de carottage, fiche à carotte, rapport d 'activité journalier, rapport de fin de forage, rapport

d'incident,d'instrumentation, d'abandon de puits,…).

IV. MUDLOGGING DATA :

IV.1. Paramètres mesurés ou calculés au cours de forage :

Le système d'acquisition de donn ées (partie data engineering) assure les mesures directes de tou s les pa ramètres de forage et le calcul d'autres param ètres tr ès importants dans l'engineering de forage***(CNLC, 2008).***

- **Les paramètres mesurés:**

❖ Profondeur de puits.

❖ Paramètres et engineering de forage.

- Couple torque.
- Vitesse de rotation RPM (drill stem's revolution per minute).
- Poids au crochet HOOk LOAD (HKLD).
- Coup de pompe de boue (mudpump's stroke per minute (SPM).
- Debit de boue (mud flow in; mud flow out).
- Position du moufle (Hooke Position).
- Pression d'injection de boue de forage SPP,
- Pression dans l'annulaire Casing Pressure (Csg).

❖ Paramètres de Fluide de forage.

- Densité de la boue entrée et sortie (MWI, MWO).
- Conductivité de la boue entrée et sortie (MCI, MCO).
- Température de la boue entrée et sortie (MTI, MTO).
- Volumes dans les bacs.
- Total gaz chromatographie et H_2S.
- **Paramètres calculés :**
- Poids sur l'outil (WOB) calculéà partir du poids au crochet.

- Vitesse d'avancement (ROP) à partir de la position du moufle.
- Le temps de forage (on bottom time)
- Débit d'injection ou d'entrée (Flow in) a partir de nombre de coups de pompes SPM(Flow in= Nbrestroks*Vstroks).
- Les volumes: intérieur tiges (capacité), espace annulaire (annular volume), l'acier destiges (steel volume) et le volume du puits total (Hole volume).
- Down time : Temps nécessaire pour qu'un objet arrivé au fond de puits (lancement de totco pour mesurer l'inclinaison, pompage d'un bouchant hight viscosité pour nettoyage de fond).
- Temps de remontée (Lag time ou bottom up) calculé en fonction du débit et les volumes d'espace annulaire.
- **Lag time :** Est le temps nécessaire pour la boue voyage à l'intérieur de puits, entre deux points spécifiques de profondeur, divisé en :

- Le temps pris entre la surface au fond du trou s'appelle –lag down- ou -lag in-.

-Le temps pris entre le fond du trou à la surface s'appelle –lag up– ou bottem's up.

- Le temps du surface jusqu'a surface s'appelle-le cycle complet- ou -le temps d'In/Out.

Comme, il varie suivant la variation des principaux facteurs de :

- Volume de la boue dans l'annulaire.
- Débit de boue.
- Les propriétés physiques des cuttings : la forme, densité, la taille…

Pour le calculer, il existe deux méthodes :

- Lag time (XX min) = Volume d'espace annulaire / débit entrée de la boue.
- Lag time (XX STrks) = Volume d'espace annulaire / volume d'un coup de pompe d'injection de boue.

- **Débit deboue(flow in) :**

Le débit des pompes est calculé à partir de l'équation suivante :

Flow in = volume de boue injecté pendant une unité de temps (1Min) ×nombre des coups (stroks) des pompes.

- **Profondeur verticale de puits :**

Dans les puits déviés, il est nécessaire de connaitre la profondeur verticale. Elle est calculée par la relation suivante :

TVD = Zi + (L – Zi)* cos σ

TVD: true vertical depth.

Zi: profondeur vertical de puits.

L : longueur de puits.

б : Angle de déviation de puits.

IV.2.LE SYSTÈME D'ACQUISITION DES DONNÉES :

a. **La liaison Capteur / Cabine :** Elle est constitu ée par des c âbles permettant l'alimentation du capteur et la mesure des variations de potentiel émises par celui-ci.

Deux types de montage peuvent être mis en œuvre sur chantier :

- Un câble par capteur (Géoservice) relié directement à la cabine.
- Un câble par capteur reli é à une des deux bo îtes de connexion fix ées, l'une sur le plancher de latour de forage, l'autre sur les bassins, par lesquelles, un câble multi-conducteur relie, chacune deces boites de connexion à la cabine de mudlogging (Data Log et Halliburton).

b. **Entrée des donn ées :** Elle s'effectue en automatique sur les cabines dot ées d'un ordinateur, parl'intermédiaire d'un syst ème de cartes d'acquisition qui permettent de transformer les signaux émispar les capteurs en signaux digitaux que l'ordinateur peut lire.

L'entrée des donn ées relatives aux analyses (calcim étrie, indices, ...) et descriptions

géologiques(lithologie, granulométrie ...) s'effectue au clavier de l'ordinateur.

c. L'architecture du réseau :

-Système Géoservices : en étoile (DOS).

-Système Halliburton : en étoile (UNIX).

-Système Data log : en étoile (QNIX).

d. Le stockage des données :

Il s'effectue sur des bases de données installées sur le disque dur de l'ordinateur.

Les bases de données sont de deux types :

- Base de données Temps : Les valeurs y sont enregistrées en fonction du temps (Ex: toutes les 20 secondes)
- Base de données Profondeur :Les valeurs y sont enregistrées en fonction de la côte du fond du puits suivant une incrémentation de0.5 ou 1 mètre.

Dans les cabines géologiques et pour l'acquisition des données, sont utilisésplusieurs systèmes (LS2, LS3, ANAX 500…), mais quelque soit, le mode de fonctionnement des systèmes ; le rôle principal est l'enregistrement, l'affichage et traitement des données acquises par les capteurs qui sont placés dans les différents endroits au chantier pétrolier.

L'ANAX 500 est le système central de collecte des données pour DATALOG (International Logging). Il combine les informations en temps réel, se compose de cinq unités principales, et s'appelle (Rack Mount) qui comprend un Serveur ,centre processing unit (CPU), Data Acquisition Unit (DAU), Depth Processor Unit (DPU), Total Gas Detector (TGD), Chromatographe (**Fig.II.2)**.

Par définition :

- **CPU** : Centre processing unit contient : le système d'exploitation. Ilreçoit les valeurs de DAU et assure :

L'exécution des logiciels.

L'affichage numérique et graphique sur les stations.

Le stockage de la data base temps et profondeur

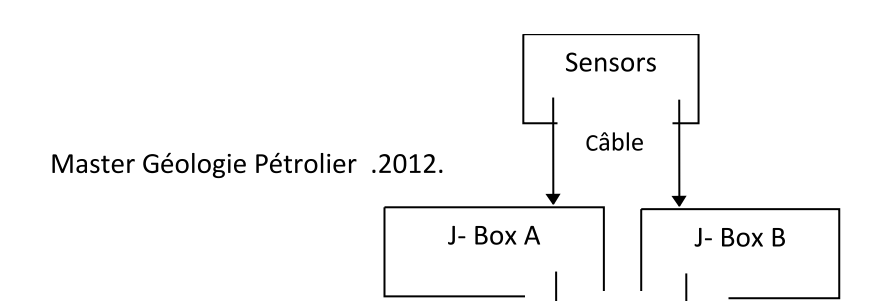
Alimente les cartes sur DAU en 12v.

- **DAU** : Data Acquisition Unit : Cette unité contient des cartes analogiques (32 channels) et digitales (8 channels) correspondant aux capteurs externes installés.

Il alimente les capteurs (en 24V) et reçoit et traiter leurs signaux (en 4-20mA).

- **DPU** : Depth Processor Unit: Cette unité est responsable de l'enregistrement de la profondeur et du poids.
- **TGD** : C'est le seul espace réservé pour la détection de gaz par les deux colonnes CC (**C**ataligne**C**ombution / TCD (**T**hernel**C**ombution). Il aspire l'échantillon de gaz depuis le dégazeur. (installé dans le <mud Box>, il marche par la pression, les gaz extraits sont aspirés à travers les lignes de gaz, par une pompe au niveau de TGD. (Deux jars contiennent Cacl2 ou Glicole pour absorber l'humidité).
- **Chromatographe** : Permet l'analysechromatographique des gaz (Méthane, Ethane, Propane…), qui arrive de TGD.

Le schéma suivant explique la liaison entre les équipements d'ANAX 500 :





Wits:Wellsite **I**nformation **T**ransfer**S**pecification
TCP:Transfer**C**ontrol **P**rotocol

Fig.II.2 : la liaison entre les équipements d'ANAX 500

❖ DEFINITION DE DATA BASE :

C 'est l 'ensemble des enregistrements qui contient des informations (paramètres). L'affichage de ce ux-là s 'effectue via WellWizard.Plusieurs programmes sont applicables sur ce système notamment :

- **Serveur CPU** :

➢ Putty : Pour se connecter avec le serveur à partir d'une station sous Windows.

- Wellwizard : Pour accéder à la Data base à partir d'une station sous Windows.
  - **DPU** : Accès au DPU, on utilise le dds.
  - **TGD** : Accès au TGD, on utilise hyper Terminal.
  - **CP 4900**: Accès au Chromatographe, on utilise Cw130.

Et d'autres programmes comme:

- Winscp : Effectuer des transferts de fichiers entre serveur et station.
  - **Différentes fonctions de traitements sur data base :** Pour faire des traitements sur la data base, on utilise :
- **PUTTY** : Utilisation commandes open BSD, il faut accéder au putty sur le serveur via une adresse IP. C e dernier permet de cr éer, supprimer un puits, ainsi qu 'archiver, restaurer, ajouter, supprimer la data base par des commandes prédéfinies.
- **WELLWIZARD** : I l permet de manipuler, cr éer well, afficher, éditer la data base, modifier, calibrer, imprimer le masterlog…

Les param ètres de forage et princip alement, la boue , sont enregistr és dans un temps , spontanément etcontrôler par le personnel de l'UML. (Voir annexe 2).

Pour chaque paramètre mesur é, un capteur spécifique est installé sur le rig dans u n endroit

Spécifique, émettant ainsi , un signal électrique,reçu par une unité d 'acquisition de données

(DAU). Ensuite, il traite et configure sur un serveur (CPU), stockant ainsi les données (base de données en temps et en profondeur). E til envoie ces dernières sous forme numérique et graphique sur des stations(**Fig.II.3).**

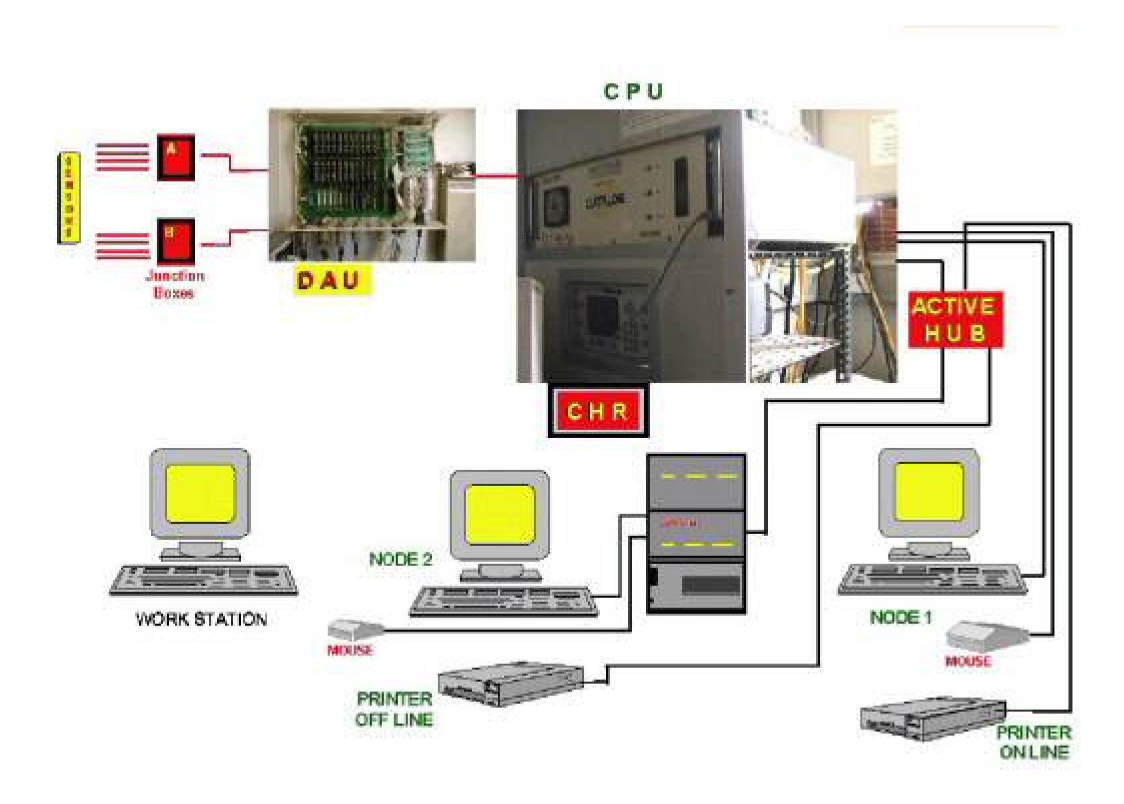


Fig.II.3 : Schéma montre le parcours d'un signal depuis le capteur jusqu'à l'affichage numérique et graphique (système DATALOG).

Chapitre III

MUD LOGGING : Méthodes et Equipements

I. LES CAPTEURS DE MUD LOGGING :

Comme figurés (voir schéma ci-dessous), les capteurs sont installés d'une manière ordonnée dans un chantier de forage. Les ingénieurs de mud logging peuvent contrôler et mesurer dans un temps réel, les paramètres engineering et les paramètres de boue de forage.

Suivent le type, les capteurs sont classés comme suit :

- Capteurs de pression hydraulique (HKLD, SPP, CSP, TORQ Mécanique)
- Capteurs torque électriques.
- Capteurs de proximité inductifs de non contact.
- Capteur de la densité de boue.
- Capteur de la température de la boue.
- Capteur de conductivité de la boue.
- Capteur de vitesse d'avancement/profondeur.
- Capteur de H2S.
- Capteur de d^{22}ébit entrée et sortie de boue, etc.

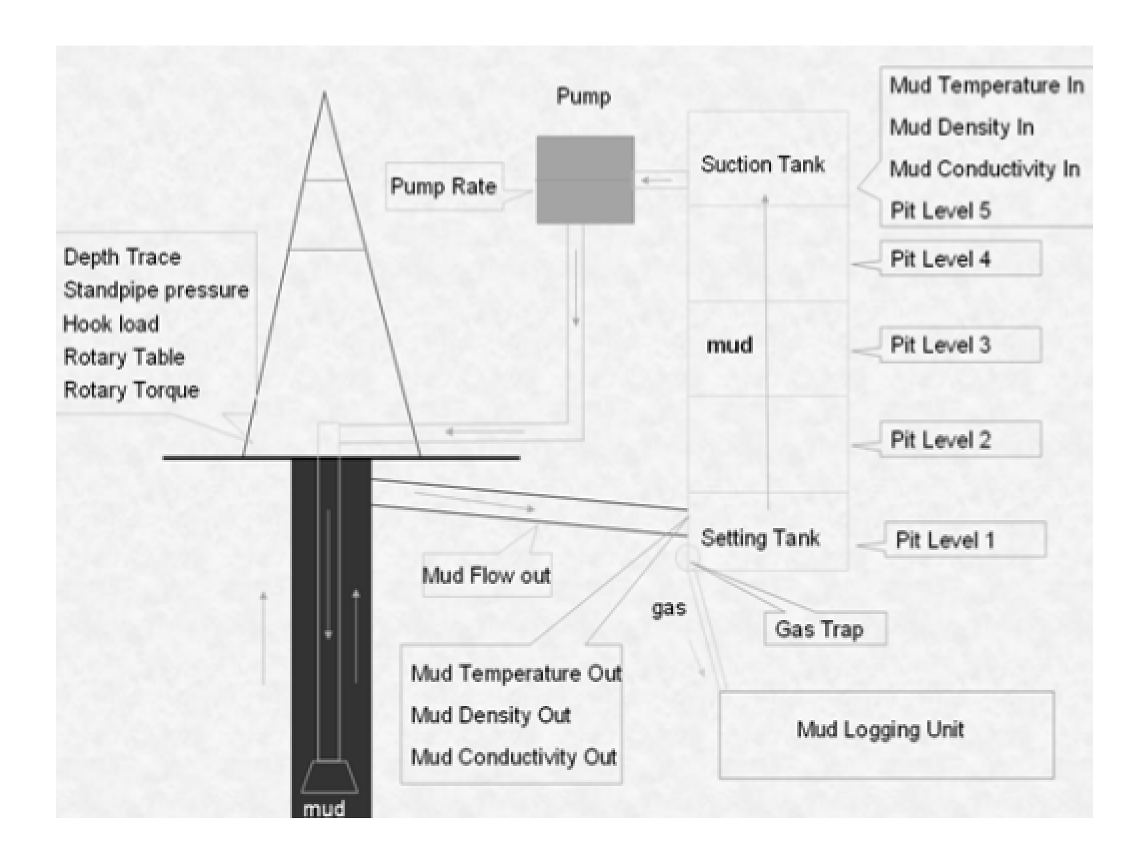


Fig.III.1 : La distribution des capteurs dans le chantier pétrolier.

I.I. Principe et installation des capteurs :

I.I.1. Capteur de pression hydraulique :

La pression de la boue est mesurée à l'aide de capteurs sur le manifold de plancher pour obtenir la valeur d'entrée (**Stand Pipe Pressure**) et sur choke manifold pour obtenir la valeur de sortie (**CASING PRESSURE**).

La pression hydraulique ou de l'huile, déforme un diaphragme. Ceci produit un signal, qui varie selon la prolongation ou l'extension du diaphragme. Le pont est équilibré, quand la pression est égale à la pression de l'atmosphère. Si la pression des fluides est plus que la pression de l'atmosphère, le pont produira un signal de tension. Il produira des signaux de 4 à 20 **MA** puis transformés et amplifiés **(voir fig.III.2)**.

Le capteur à l'injection doit être compatible avec la pression maximum de fonctionnement du système de refoulement (400 bars). Le capteur annulaire doit être aussi compatible avec la série de la tête de puits pour permettre des mesures correctes. Les jauges utilisées

transforment la pression en signal électrique **(*AOUIMER, 2005*).**

Les capteurs de pression permettent de savoir :

- Perte ou bouchage d'une buse
- Surveillance de déplacement des bouchons de densité différente.
- Manoeuvre hydraulique d'équipements de fond.
- Contrôle de kick.

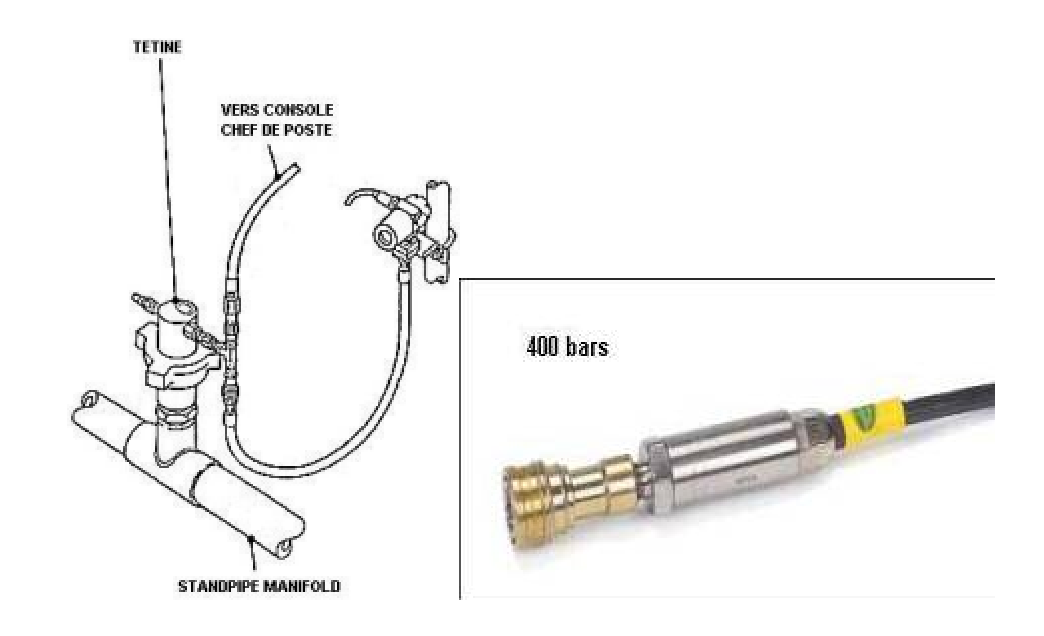


Fig.III.2 : Capteur pression d'injection sur stand pipe "SPP"

I.I.2. Capteur de Poids au crochet/ Poids sur l'outil :

On assimile la différence de poids mesuré au crochet, la différence entre le poids de la garniture suspendue dans la boue et le poids avec l'outil posé. Ceci est approximativement exact dans les puits verticaux, mais certainement faux dans les puits très déviés. La mesure du poids au crochet est effectuée à partir des mesures de tension du brin mort par une cellule à pression hydraulique. En général, le capteur utilisé (50 bars) est directement branché sur le circuit de mesure du foreur. La traction exercée sur le câble est transformée en une pression dans un circuit hydraulique. Le capteur constitué par une jauge hydraulique de contrainte

Installée sur ce circuit, donne un signal électrique que l'on peut calibrer en poids (**Fig.III.3**). (*AOUIMER ,2005*).

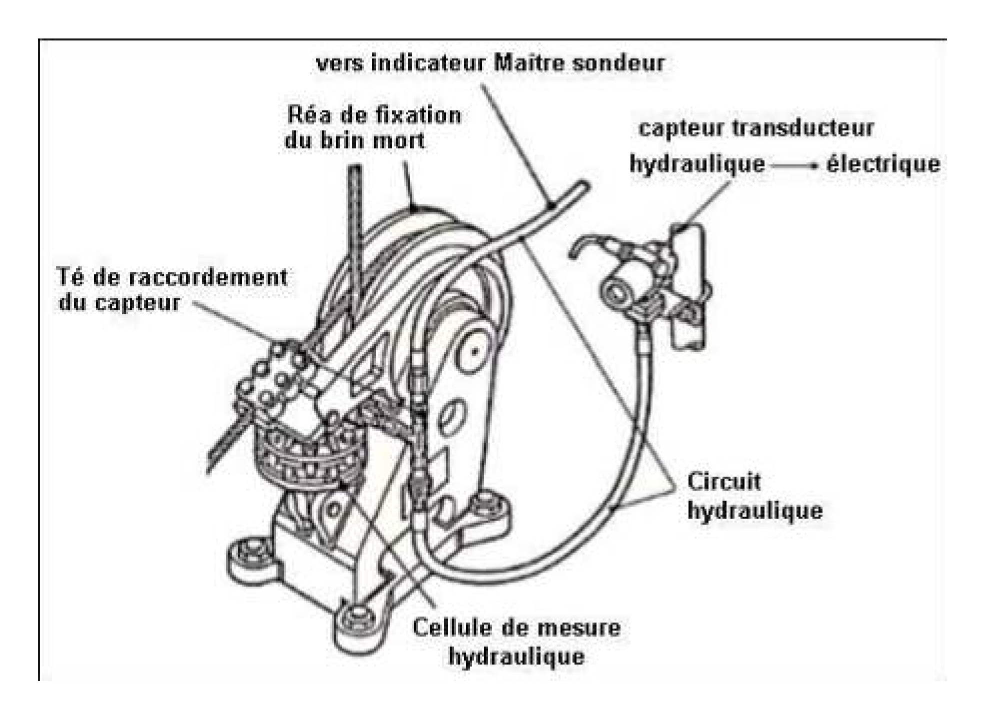


Fig.III.3: Capteur de poids sur le circuit hydraulique du brin mort "WOH"

I.I.3. Les capteurs de proximité inductifs de non contact.

Dans le chantier, les capteurs de proximités sont utilisés pour mesurer les coups des pompes (pump stroke), la vitesse d'avancement, la profondeur de puits et la vitesse de rotation (RPM) **(voir fig.III.4)**.

Une pulsation électrique est générée à chaque rotation de la table par un leurre solidaire de celle-ci, ou de l'arbre d'attaque et un détecteur de proximité. L'intégration du nombre de pulses électriques en un temps donné, indique la vitesse de rotation. Bien entendu, dans le cas d'un moteur de fond, la vitesse de rotation peut être déduite des mesures de débit pour les moteurs volumétriques **(Fig.III.5)**.

La vitesse d'avancement est l'un des principaux paramètres enregistrés en cours de forage. Elle est assimilée à la rotation d'un organe mécanique en supposant un lien direct entre l'outil et le mouvement observé en surface. Le capteur de proximité (ou capteur de profondeur) est placé soit sur le treuil (draw works) (GEOSERVICES - HALLIBURTON), ou en face de targets (polyester enveloppé de papier aluminium) collés sur la poulie du crown block (DATALOG), en indiquant la profondeur, le ROP, le Hook position, la position de l'outil, le sens et la vitesse de déplacement du moufle **(*AOUIMER, 2005*).**



Fig.III.4 : Capteurs de profondeur.

Les coups des pompes mesurés par des fermetures d'interrupteur (commutateur). Cet interrupteur est monté au corps de la pompe de boue de façon, que la tige de déclenchement de l'interrupteur soit déplacée par l'essuie-glace de la tige de pompe de boue chaque fois qu'elle fasse un cycle.

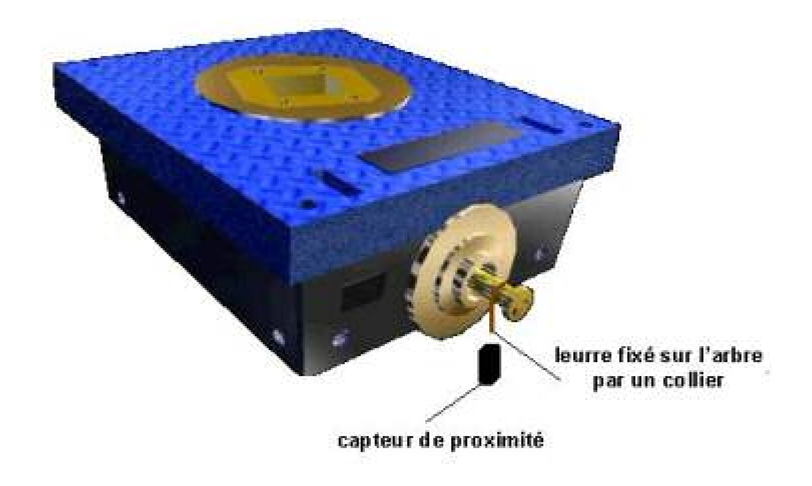


Fig.III.5 : Position du capteur RPM

I.I.4. Capteur de densité de la boue :

Les capteurs mesurent la densité de la boue de forage dans et hors le trou foré dans le chantier.

La mesure est faite en comparant la différence dans la pression hydrostatique à deux points verticalement séparés dans la boue de forage et en convertissant la valeur en lecture de densité.

On peut placer un capteur sur le bac actif et un second à la sortie du puits, dans le <*Mud Box*> du tamis vibrant, et avoir ainsi un enregistrement permanent**. (Fig.III.6).** (*AOUIMER ,2005*).

Les mesures permettent :

- la détermination d'un enrichissement en solides entraînant une augmentation de la densité.
- la mise en évidence des bouchons de gaz entraînant une chute très importante de la densité.
- la mise en évidence de venue d'eau ou d'huile provoquant en général, une diminution de la densité. La seule exception, est le cas d'une venue d'eau salée (d < 1.20) dans une boue légère.
- la détermination et le contrôle rapide des durées de cycles au moyen des bouchons d'ajout de tige.
- le contrôle continu du traitement de la boue.

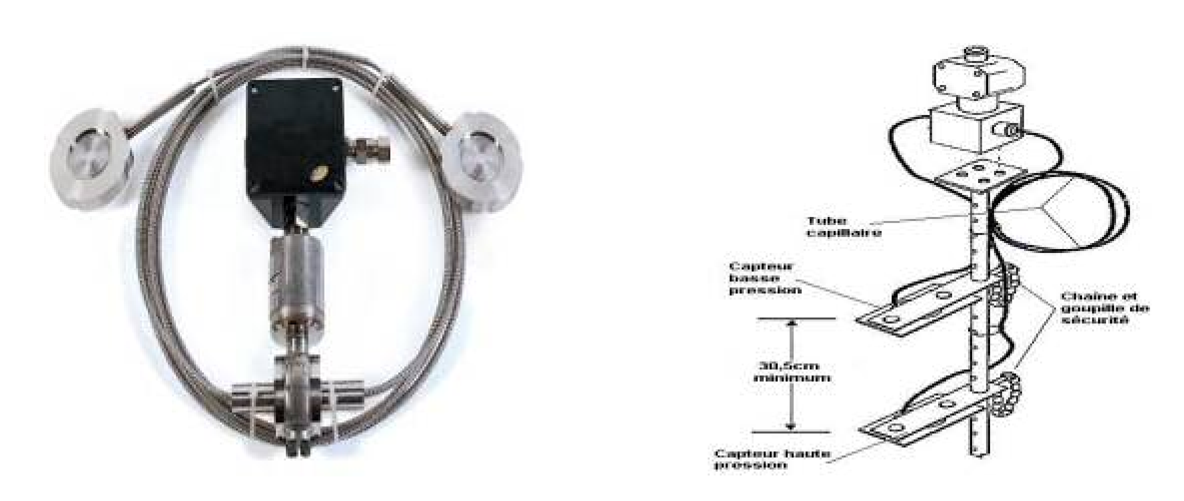


fig.III.6 : Capteur de densité (din – dout)

I.I.5. Capteur de température de la boue :

Il existe deux types des capteurs de température, un pour la température de boue entrée et l’autre pour la sortie.

La température mesure à l'aide de cannes thermométriques à filament de platine protégé par une gaine inoxydable d'acier. La température de boue est faite en résistance de fil de platine. La résistance changera, quand sa température change.

Le capteur de température de boue entrée, devrait être installé dans le réservoir d'aspiration, près de la prise de pompe où s’effectue un bon écoulement et dont, la boue ne stagne pas ; mais le capteur de température de boue sortie est installé dans les tamis, dans un domaine actif de boue qui ne contient pas de cuttings **(Fig.III.7)**.

Le capteur renseigne également sur les venues de gaz qui se manifestent par une baisse de la température due à la détente du gaz, ou par les venues d'eau , se caractérisant par une augmentation de la température sortie **(*AOUIMER, 2005*).**





Fig.III.7 : Capteur de température (T°in – T°out)

I.I.6. Capteur de conductivité de la boue :

Il y a deux types de capteurs de cond uctivité de la boue, un utilis é pour la boue entr ée et l'autre, pour la boue sortie.

Ce capteur adopte un indu cteur électromagnétique, de non contact pour mesure r la résistivité. Il y a deux bobines, quand la premi ère bobine envoie un courant alternatif , la deuxième produira un potentiel . Ce potentiel est en rapport directement avec la capacit é transmise du fluide de forage.

La mesure permet de d étecter tous les ph énomènes faisant varier la teneur en ions dans la boue, en particulier : la présence des formations salifères, venues d'eau de formation ou de gaz acides **(Fig.III.8)**.

Les capteurs eux, mesurent la conductivit é entre (0 et 300 m Siemens/cm) ; mais cette dernière est facilement convertie en r ésistivité qui est plus utilis ée en interpr étation **(*AOUIMER, 2005*).**

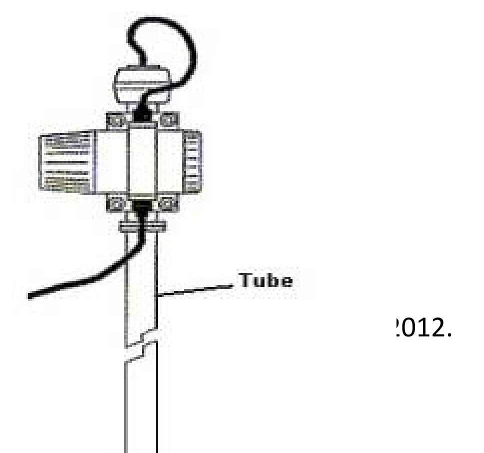




Fig.III.8 : Capteur de résistivité

I.I.7. Capteur de débit entrée et sortie :

La mesure des débits est très importante. Elle permet en effet de :

- Connaître les pertes ou les venues qui peuvent se produire en cours de forage.
- Calculer le temps de remontée des informations (lag time).

I.I.7.1. Débit entrée :

La méthode la plus simple consiste à compter le nombre de coups de pompe. Connaissant le volume injecté à chaque coup et le rendement de la pompe, le débit pourra être calculé. Il est facile de mesurer le nombre de coups de pompe par des détecteurs de proximité ou des contacteurs électriques **(voir ci-dessous)**.



Fig.III.9 : Capteur SPM

I.I.7.2. Débit de sortie :

C'est un param ètre difficile à mesurer de mani ère pr écise. Les d ébitmètres existants, mesurent le pourcentage de passage du fluide en fonction de changement de la direction de la palette (0-100%). Si , la section de passage au droit du d ébitmètre est partiellement obstruée par des dépôts de déblais, la mesure est erronée **(Fig.III.10)**.

La mesure combinée du d ébit d'entrée et du d ébit de sortie, permet d'obtenir une mesure de débit différentiel **(*AOUIMER, 2005*).**

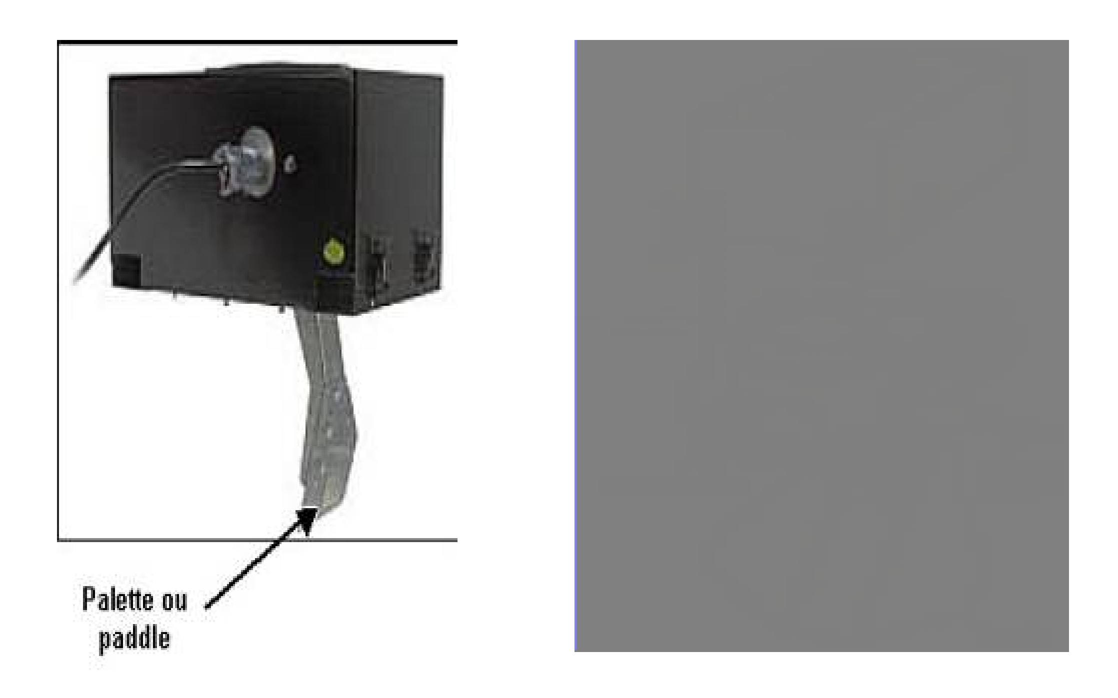


Fig.III.10 : Capteur FLOWout

II. DETERMINATION DE GAZ DE FORMATION :

Le mud logging est exécuté par l'utilisation des flux de boue renvoie ou de retour , comme

un milieu ou intermédiaire de communication avec le fond de puits.

Il y a une relation générale entre la qualité et la quantité des hydrocarbures dans les fluides de forage, remontant vers la surface, et les hydrocarbures dans la formation qui a été forée. Avec cette partie de boue passant à travers le fond, si les gaz sont présents, ils seront libérés ou relâchés d'après les cuttings dans le mud stream et entraînés, probablement en solution, dans le fluide de forage (**CNLC, 2008**).

Dans la surface, il est nécessaire de détecter et de séparer ces hydrocarbures. Et pour faire ça, on utilise les équipements suivants **:**

- Un dégazeur qui sans interruption prélève les fluides de forage, simultanément en séparant les gaz solubles.
- Équipements pour transport et réglage du mélange air-gaz libéré dans le dégazeur vers la cabine de mud logging.
- Détecteur et chromatographe de gaz qui transforment le mélange air-gaz en concentration et lecteurs compositionnels de gaz.

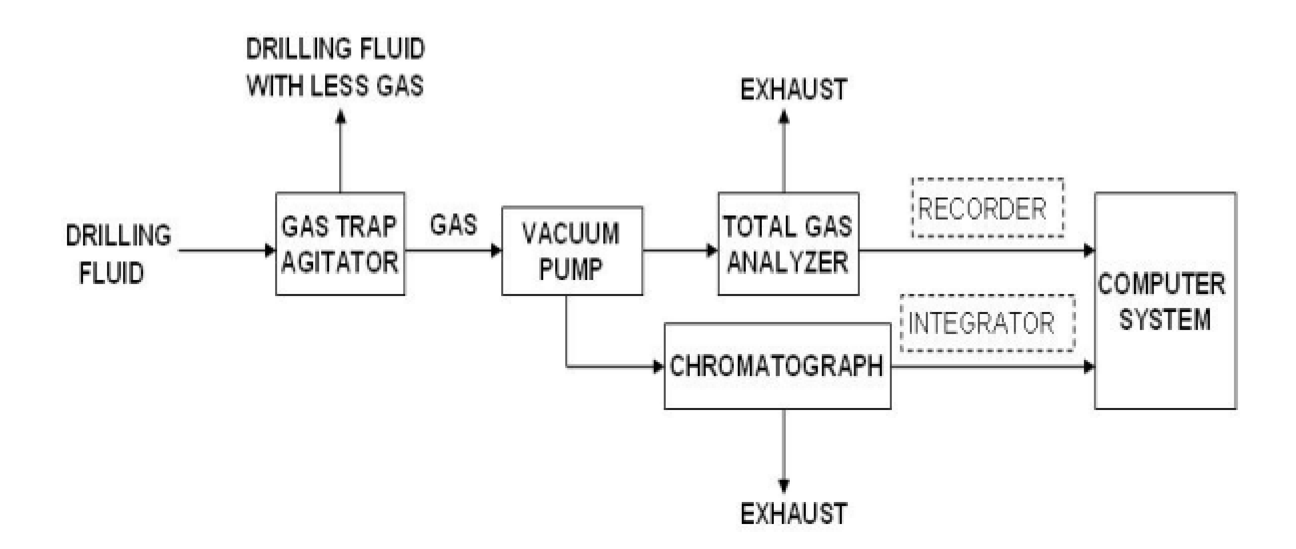


Fig.III.11 : Organigramme de détection de gaz.

II.1. Le dégazeur :

Le procédé communément utilisé sur chantier est le dégazage par agitation. Le dégazeur est

installé le plus près possible de la sortie de la boue du puits au niveau de la goulotte. Il agite violemment la boue afin de séparer le gaz de la phase liquide. De l'air balaie l'intérieur du dégazeur et transporte l'indice jusqu'au détecteur par aspiration de la cabine **(Fig.III.12).**

Pour répondre aux exigences uniques de logging extérieur, le dégazeur doit exécuter ou effectuer les fonctions importantes suivantes :

- Extraction des gaz contenus dans le fluide de forage, indépendamment de la densité, la viscosité, et la force de gel de la boue.
- Echantillonnage compatible ou logique, est indépendamment du débit, pendant la circulation du système.

Les principaux gaz extraits de la boue sont essentiellement de la série des paraffines (C_nH_{2n+2}) : Méthane CH_4 (C1), éthane C_2H_6 (C2), propane C_3H_8 (C3), Isobutane C_4H_{10} (iC4); Butane normal C_4H_{10} (nC4), Pentane C_5H_{12} (C5). Occasionnellement , on peut avoir de l'hydrogène sulfuré (H_2S), le dioxyde de carbone (CO_2), de l'azote (N) et des gaz rares (hélium).

En général, les gaz sont classés comme suit :

- Gaz secs : exclusivement C1.
- Gaz humides : essentiellement C1 avec des proportions variables de C2, C3, C4 et rarement des traces de C5. **(*AOUIMER, 2005*).**
- Gaz acides : contenant l'H_2S qui agit comme acide sur les métaux et perturbe les caractéristiques boues.

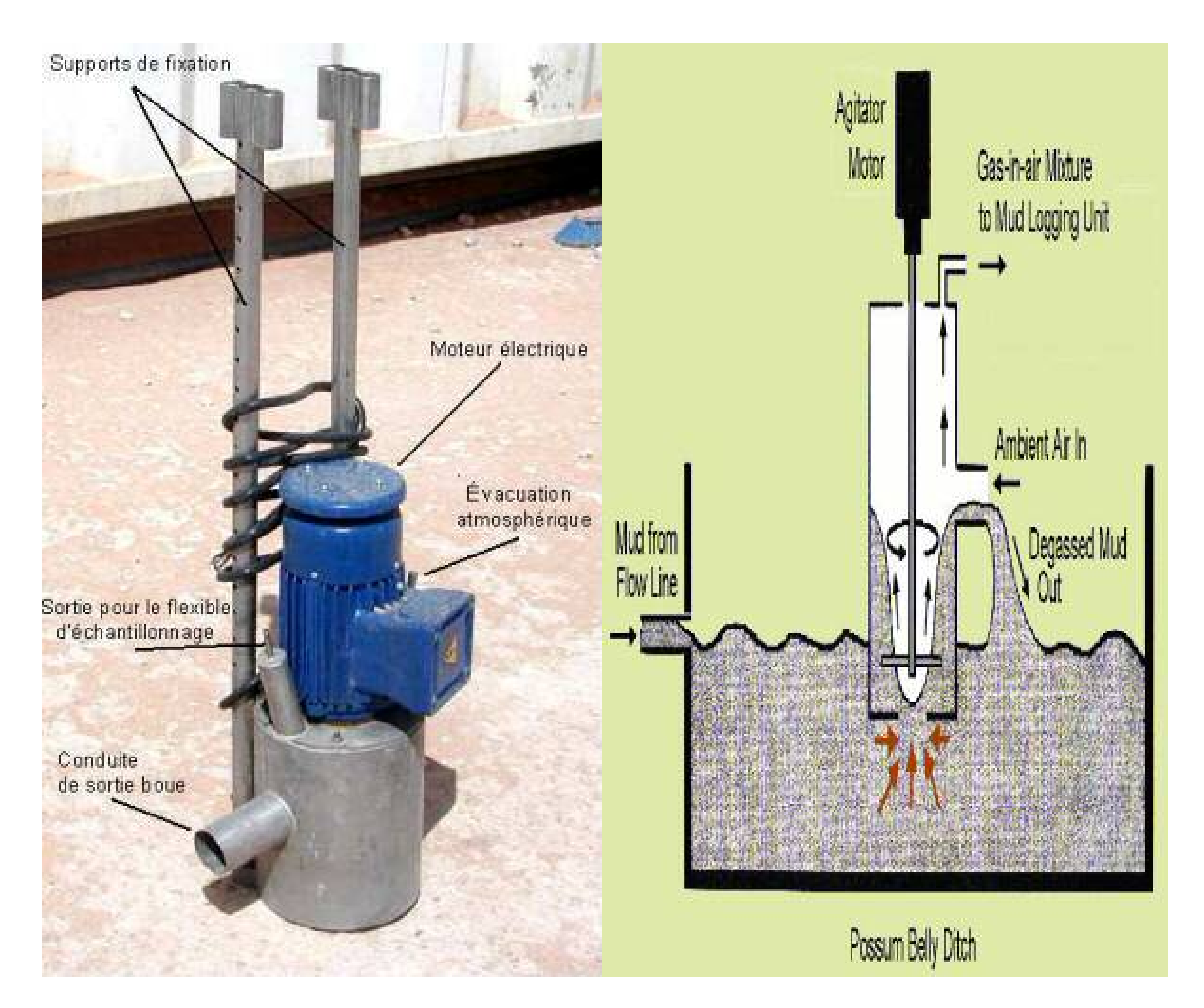


Fig.III.12 : le dégazeur.

II.2. Le système d'aspiration ou pompage (vacuume système) :

Après la séparation des gazes solubles dans les fluides du forage, ils sont transportés vers les détecteurs des gaz dans la cabine de mud logging. En utilisant une pompe de vide qui est reliée au dégazeur par un tuyau, qui tire la pompe à jet, mesure le continu du gaz témoin par le passage ou le trou.

Si, les gaz, sont sans interruption extraits à partir du fluide de forage dans le dégazeur, et sont mélangés à de l'air et portés dans la cabine de mud logging par l'intermédiaire d'une bouteille condensat, où la vapeur d'eau est extraite, l'écoulement d'air, ou de mélange d'air-gaz, passe par l'équipement additionnel de couler-règlement, tuyauterie, et instruments et arrive au détecteur où une lecture continue de gaz est obtenue **(CNLC, 2008).**

II.3. Détecteurs des gaz :

Les d étecteurs de gaz sont bas és sur les principes physiques suivants : La conductivit é thermique et la combustion catalytique (DATALOG), l'ionisation de flammes (GEOSERVICES et HALLIBURTON).

L'analyse est faite à l'aide de chromatographe qui s épare les gaz et les dose s avec des détecteurs très sensibles **(*AOUIMER, 2005*).**

II.3.1. Le détecteur à ionisation de flamme (FID) :

Ce syst ème util ise un échantillonnage permane nt ou continu , introduit dans une température r églée et constant e à partir de la flamme d 'hydrogène. Est situ ée dans une atmosphère de potentiel élevé (300 volts) entre deux électrodes. Pendant la combustion, l'hydrogène dans l'air se produit, Des ions sont form és par la flamme. Si , une substance carbonée (organique) est pr ésente dans cette flamme, le nombre d'ions form és augmente considérablement. La buse du br ûleur étant une des bornes d 'un circuit et une électrode collectrice ; l'autre borne, les ions produits capt és par cette derni ère permettent le passage du courant et indique par le fait même, la présence d'un gaz **(CNLC, 2008).**

Quand un échantillon, contenant des hydrocarbures, est introduit dans la chambre, il se produit un craquage des compos és organiques dans la zone chaude de la flamme, puis une ionisation chimique avec l 'oxygène de l 'air. Ces ions prod uits entra înent une variation potentielle au niveau du circuit **Fig.III.13**.

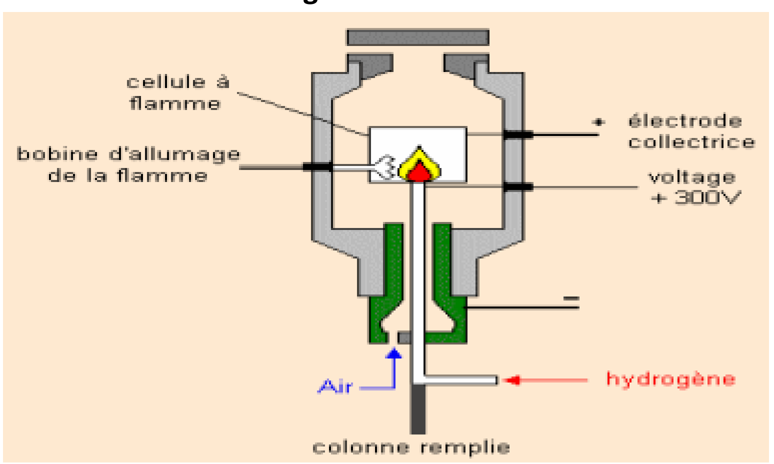


Fig.III.13 : Principe d'un détecteur à ionisation de flamme (AOUIMER S., Géologie de sonde).

Le compteur de d étecteur (FID) montre le pourcentage équivalent méthane (C1) pr ésent dans l'échantillon de gaz. Il est calibré à lire 1.00 ou 1% de méthane brûlure dans le FID.

Mais, si la brûlure est de 1% de pentane (C5), le compte ur affiche 5.00. Quand, brûler 2% pentane ou 10% équivalent du m éthane, le compte donne le r ésultat 10.00 (2% pentane =2*5=10) liaison carbone-hydrog ène ; 10% m éthane=10*1=10 liaison carbone- hydrogéne) **(CNLC, 2008).**

Cet appareil n écessite un compresseur à air **(Fig.III.14)** et une source d'hydrog ène (**Fig.III.15)** qui est f ournie par un g énérateur permettant la fabrication du gaz pr écité à partir de l'hydrolyse de l'eau.



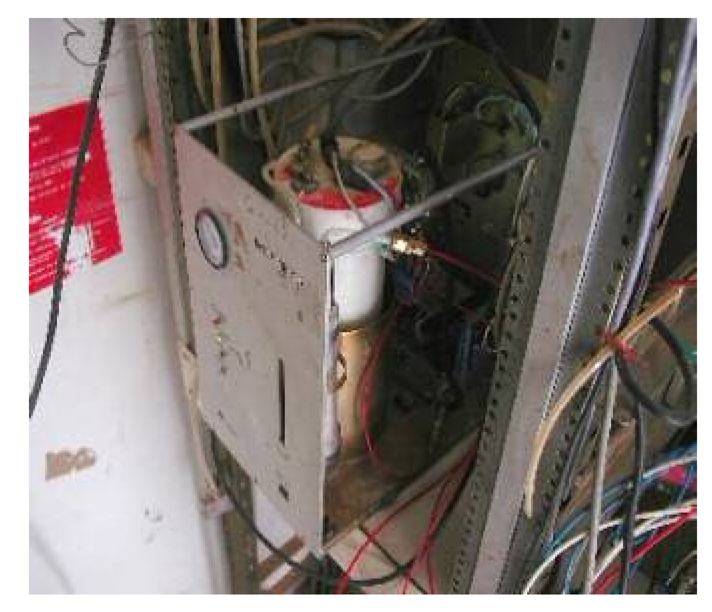


Fig.III.14 : Compresseur à air **Fig.III.15 Générateur d'hydrogène**

II.3.2. Les détecteurs à conductivité thermique et combustion catalytique :

Dans les d étecteurs à conductivit é thermiqu e, une r ésistance sensible à la température (tungstène, platine ou thermistance) est placée dans un flux gazeux. Un équilibre thermique est atteint, quand, le refroidissement de cette r ésistance provoqu é par le passage du gaz vecteur compense son r échauffement au moyen d'un courant électrique. Cet équilibre est modifié par l'arriv ée d'un gaz entra îné par le gaz vecteur (à condition que la conductibilit é du gaz soit diff érente de celle du gaz vecteur) , car la capacit é de refroidissement du mélange, différente, de celle du gaz vecteur seul, entraîne une variation de la résistance.

Cette r ésistance est un élément d'un pont de Wheatstone oppos é à une autre r ésistance,

où ne circule que le gaz vecteur. Le d éséquilibre de ce pont g énère un signal qui indiq ue la présence d'un gaz. Le gaz porteur pour ce type de détecteur est l'hélium.

Les d étecteurs à combustion cataly tique comportent également deux filaments chauff és électriquement. Si, on envoie de l 'hélium, rien ne se passe, donc le pont est en équilibre. D'autre part , si , on env oie, un m élange gazeux dans la cellule, ce m élange br ûle en entraînant un d égagement de chaleur, donc , la résistance chauffe avec élévation de température et d éséquilibre le pont. Le d étecteur à combustion fonctionne pour une concentration de gaz inférieure ou égale à 5% et le d étecteur à conduction pour plus de (50000ppm) **(Fig.III.16)**. **(*AOUIMER, 2005*).**

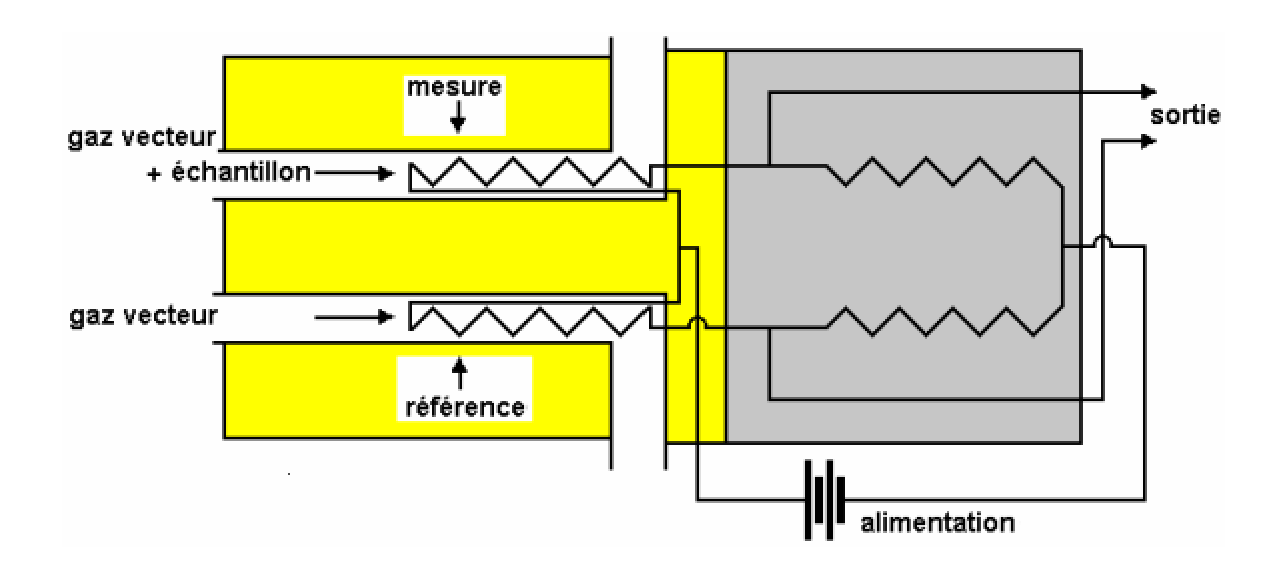


Fig.III.16 : Principe d'un détecteur à ionisation (AOUIMER S., Géologie de sonde).

II.4. L'analyseur chromatographique :

La chromatographie sépare et analyse les hydrocarbures d e l'échantillon d u gaz dans la colonne. Les principaux éléments du chromatographe **(Fig.III.17),** sont:

- un injecteur
- une colonne chromatographique (tube en laiton spiral é contenant un m élange de silicagel et de squalane).
- une cellule de détection.
- un dispositif de circulation inverse (refoulement de tous les gaz vers l'extérieur).
- Un enregistreur.

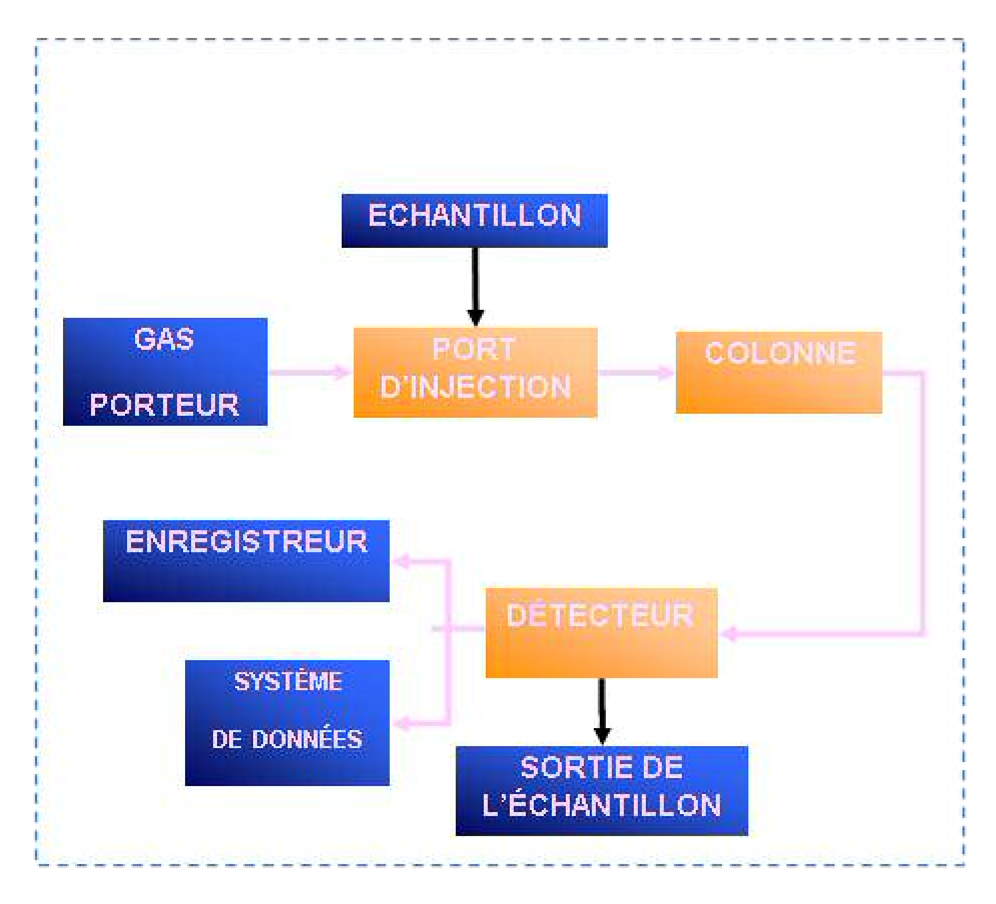


Fig.III.17 : Bloc diagramme de l'analyse

L'échantillon est mélangé à un gaz vecteur ou porteur (air : GEOSERVICES et HALLIBURTON ou hélium : DATALOG) avant d'être introduit dans la colonne remplie de particules, inertes, calibrées, granulométriquement. Les éléments constituant le mélange (échantillon + air) vont se déplacer au travers de la colonne à des vitesses différentes en fonction de leur capacité à être adsorbés ou retenus.

La caractéristique principale de chaque colonne est de présenter des temps de rétention différents pour chaque type de gaz l'ayant traversé jusqu'à l'arrivée de chacun d'eux, dans la chambre du détecteur (conduction pour DATALOG, ionisation pour GEOSERVICES et HALLIBURTON) à un moment bien précis du cycle d'analyse. Le pourcentage du type de gaz est en fonction de la valeur du pic ou de la surface de la courbe (si le détecteur dispose d'un intégrateur). Dans le cas, où le chromatographe possède deux colonnes, la première permet de séparer les gaz légers C1-C2, et la deuxième colonne permet de séparer les gaz lourds C3-nC5. (***AOUIMER, 2005***).

En fin d'analyse, le gaz porteur est inversé ("back flush") pour repousser hors du circuit les

gaz en cours d 'analyse et nettoyer la colonne. Ces analyses durent 3 à 4 minutes pour les cabines GEOSERVICES et HALLIBURTON, et 30 secondes pour DATALOG (le temps d épend des caract éristiques de la colonne et du d ébit du gaz porteur). Le chromotologger donne automatiquement cinq courbes depuis C1 à nC5 en fonction du temp s. Les valeurs de concentration sont stock ées sur m émoires analogiques et peuvent être lues apr ès digitalisation par ordinateur. **(Fig.III.18)** (***AOUIMER, 2005***).

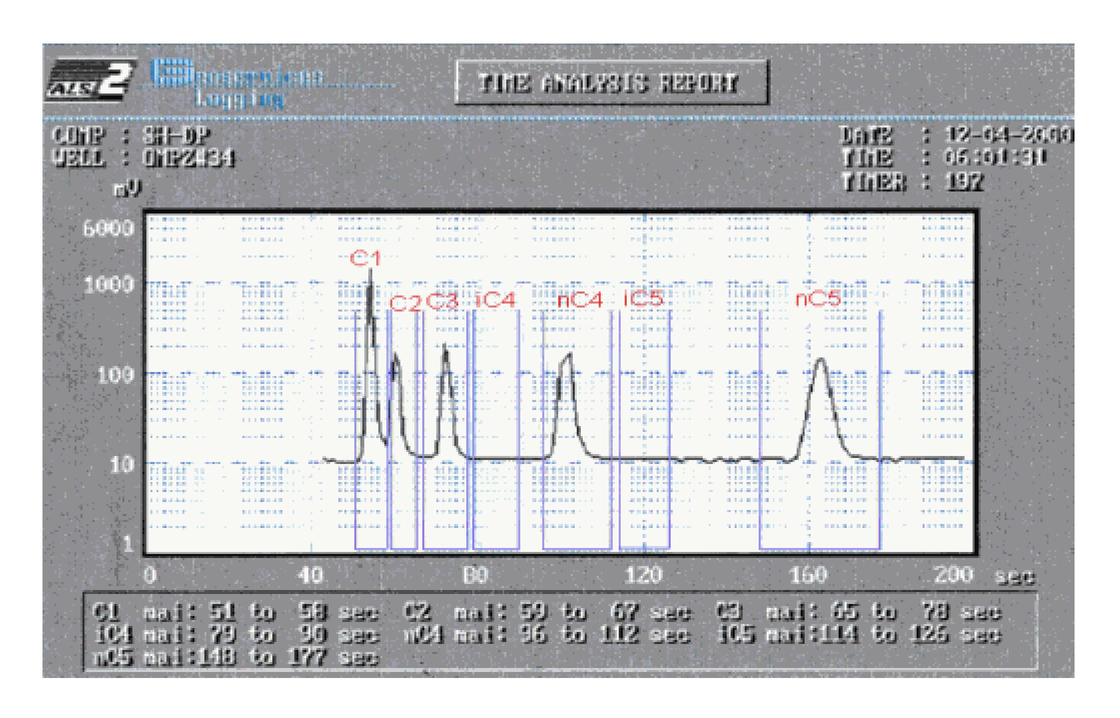


Fig.III.18 : Chromatogramme GEOSERVICES

II.5. Détection de H_2S :

L'hydrogène sulfur é est un gaz tr ès dangereux à la sant é de l 'homme. Son odeur repoussante très caractéristique d'œufs pourris est perceptible dès 0,03ppm et devient très intense à partir de 1ppm.

Un capteur pour l'hydrog ène sulfuré est, en g énéral, continuellement, en service, en cours de forage. Son utilité est double :

- Mesurer la teneur de la boue en H2S ;

- M esurer aussi la teneur en diff érents points du chantier (cave, goulotte) et aussi dans la cabine pour raison de sécurité.

II.6. détection de CO_2 :

Le **CO_2** pur est un gaz sans couleur, inodore, inerte et non-combustible. Le poids moléculaire aux conditions standard est **44.010 g/mol**.

Comme les autres gaz toxiques, le **CO_2** est très dangereux à la santé humaine et aussi sur l'environnement ; donc la détection de **CO_2** au cours du forage est nécessaire pour éviter les incidents.

II.7. Les principaux types des gaz détectés :

a) Gaz libérés (cuttings gaz) :

L'invasion de la formation par le filtrat de boue repousse en partie les hydrocarbures éventuels du front de taille et de la paroi du puits. Les hydrocarbures résiduels restent en place et se retrouvent dans les déblais, quand la roche est broyée. Si, du gaz est présent dans la formation, l'action mécanique de l'outil libère en partie ce gaz, qui est véhiculé par la boue de forage. Celui-ci, sera détecté et analysé en surface. Une quantité non négligeable de ce gaz pourrait être piégée dans les pores et préservée par l'humidité présente autour des déblais.

Durant un carottage, le volume de roche broyé par l'outil, est important, la quantité de gaz libéré dans la boue sera faible. Par contre, une quantité importante de gaz restera au sein de la carotte. La décompression de cette dernière au cours de son cheminement vers la surface aidera la libération du gaz.

Les dégagements de ceux-ci, peuvent durer quelques heures, voire après la sortie de celle-ci. L'expérience montre qu'une carotte n'est en général que partiellement envahie par le filtrat de boue et que les hydrocarbures contenus dans celle-ci, peuvent être comparés à ceux de la formation vierge **(*AOUIMER, 2005*).**

b) Gaz de formation ($P_{form} > P_{hydr}$) :

La situation anormale est provoquée par un déséquilibre du puits, à l'origine des venues éruptives. Ces venues proviennent soit, de la dernière formation forée, soit de formations forées depuis quelques temps mais devenant éruptives suite à une baisse de pression hydrostatique (pertes totales ou diminution de la densité de boue dans l'annulaire) (***AOUIMER, 2005***).

c) Cas des fissures et des fractures :

Fissures et fractures créent des cheminements préférentiels pour les fluides, et induisent généralement dans les formations des perméabilités supérieures aux perméabilités de matrice, si un colmatage ne réduit pas le caractère de discontinuité dans la roche qu'implique leur présence. Les fissures peuvent permettre de drainer des réservoirs de mauvaise qualité. Mais, on peut également les rencontrer dans des formations compactes, où elles permettent le cheminement des fluides à partir de réservoirs éloignés (***AOUIMER, 2005***).

d) Bouchon d'ajout de tige (gaz de connexion) :

La pression différentielle appliquée sur les formations, diminue et peut même s'annuler à cause de l'arrêt de la circulation et du pistonnage éventuel provoqué par cette opération.

e) Bouchon de reprise de forage (BRF) :

Même origine que précédemment, la manœuvre étant plus longue qu'un simple ajout, un bouchon plus important peut se former. D'après le lag time, on peut confirmer les phénomènes de diffusion à partir des formations moins profondes.

III. LES MESURES SUR LES DÉBLAIS :

III.1. Matériel traitement des cuttings :

Pour un suivi géologique, l'unité mud logging dispose des équipements suivants :

- Sept (07) cribles ou tamis, dont les dimensions de trame sont : 0 mm à 5mm.
- Deux demi-fûts de Gas-oil,

- Des coupelles métalliques.
- Un nombre d'alvéoles en porcelaine.
- Des pinces brucelles grand et petit modèle.
- Des aiguilles montées grand et petit modèle pour la dureté.
- Une étuve.
- Une plaque chauffante.
- Un fluoroscope.
- Une loupe binoculaire ou microscope binoculaire.
- Une Source de lumière (lampe).
- Calcimètre Bernard, manoclacimètre digitale ou électronique.
- Mortier et pilon pour le broyage des cuttings.
- Balance précise pour la pesée d'un ordre de décigramme.
- Spatule (petite pelle) pour introduire l 'échantillon dans le flacon (p our la calcimétrie).

III.2. Le pas d'échantillonnage :

L'intervalle d'échantillonnage est calculé suivant divers facteurs, principalement : la zone d'intérêt, exp : zone productrice d'hydrocarbure, zone pour les analyses géochimiques etc…

Il est déterminé par le géologue de well site ou le chef de cabine mudlogging.

La fr équence de pr élèvement des échantillons sera g énéralement, de 5m dans les formations moins importantes et de 2 à 1m, autour des zones objectives.

Les intervalles d'échantillonnage se raccourcissent pendant que le trou est approfondi et l a vitesse de pénétration est plus forte.

III.3. Collection des échantillons :

Les cuttinges ou les d éblais sont des fragm ents de roches cass ée par l 'outille de forage pendant la réalisation des puits. Ils passent par quatre étapes :

a) Quand l' échantillon est remont é vers le haut comme indiqu é par l'ordinateur

mudlogging ou par les calculs de feuille de travail (lag time), prendre le tamis, une coupelle métallique pour récupérer l'échantillon de la pile accumulée sur la table.

b) Prélever l'échantillon provenant de diff érents endroits dans la pile pour obtenir un échantillon représentatif de tout l'intervalle.

c) vider la table pour permettre aux échantillons frais de s'accumuler.

d) Les cuttinges seront lavés (boue bentonitique à l'eau claire, boue salée à l'eau salée saturée, bo ue à l 'huile au gas-oil), puis tamisés et ensuite s échés selon le cas **(Fig.III.19) (CNLC, 2008).**

Note : Si, il y a un changement brutal de ROP dans une formation qui a attiré la curiosité du géologue dans ce cas , o n f ait un pr élèvement du m ètre correspond à cette formation arrivée directement au niveau des tamis. Cet échantillonnage est le spot.

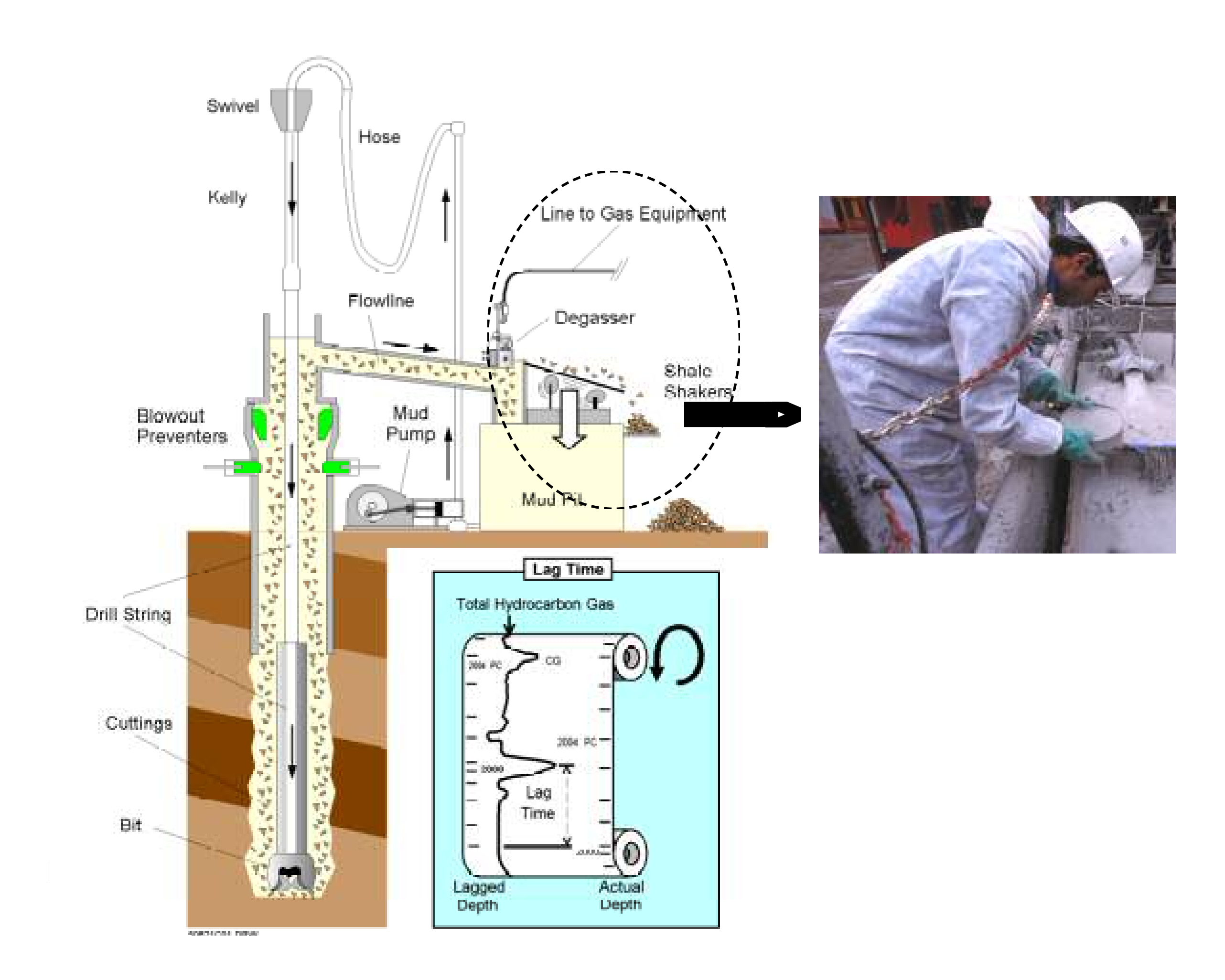


Fig.III.19 : collection des cuttinges au niveau des tamis vibreur.

III.4. Lavage, tamisage et séchage des échantillons :

- **Mise en sachet de l'échantillon frais :**

Juste après la collecte de l'échantillon et avant le lavage et le tamisage, un nombre défini d'échantillons frais est mis dans des sachets spéciaux. Ils sont envoyés au laboratoire pour des études de palynologie et de géochimie**. (Zatout, 2008).**

- **Etiquetage et emballage des échantillons frais :**

Une fiche est agrafée au sachet comportant les informations suivantes : PALY NO, MUD LOGGING, CONTRACTOR, Company, well, la profondeur et l'adresse du destinataire.

Les sachets sont emballés ensuite dans des boites pour les, dispatcher.

L'autre partie de l 'échantillon est mise dans le plus gros tamis et soumise au lavage / tamisage qui consiste à superposer les tamis du plus gros au plus fin, puis verser de l 'eau ou du gasoil sur l 'échantillon. L'échantillon récupéré à partir du tamis de trame 0,125 µm est appelé, l 'échantillon lav é. A partir de cet échantillon, on pr épare une coupelle , pour l'examen binoculaire et on prélève un certain nombre de petites quantités pour préparer les échantillons lavés séchés. **(Zatout, 2008).**

- **Séchage**

Le séchage intéresse la partie restante de l'échantillon lavé tamisé, qui n'a pas été utilisée pour l'examen binoculaire. Une fois séché, le nombre demandé d'échantillons lavés, séchés sont mis en sachets et seront dispatchés. Le reste est laissé pour un traitement ultérieur (calcimétrie).

Le séchage se fait à l'aide de la plaque chauffante, si l'avancement est lent, ou à l'étuve, si l'avancement est rapide.

- **Mise en sachet de l'échantillon lavé séchés**

Le nombre et le poids des échantillons lavés séchés sont dictés par le client. La mise en sachets, consiste à mettre les échantillons du poids demandé, dans des sachets prévus à cet effet.

III.5. Identification et description :

La surveillance géologique incombe, dans son aspect opérationnel, au Mud logger qui doit :

- Identifier les cuttings remontés lors du forage et en déterminer l'origine;
- Mettre en évidence la présence d'hydrocarbures dans ces cuttings;
- Saisir le Master log.

- **Examen de la composition des cuttings :**

L'examen s'effectue à l'aide d'un microscope stéréoscopique (binoculaire) **(voir fig.III.20).**

La description des cuttings se fait comme suit :

- Reconnaissance des différentes roches qui renferment l'échantillon.
- Estimation visuelle des pourcentages de chaque roche.
- Description séparée de chaque roche dont le pourcentage est supérieur à 10%. Les roches dont le pourcentage est inférieur à 10% sont citées dans la description sous forme d'adjectifs les caractérisant.

  La description est faite comme suit:

  - ✓ Nom de la roche : Ce dernier doit correspondre à un type de roches qui existe dans la classification des roches selon leur type comme Grès, Sable, Calcaire, Dolomie….
  - ✓ Classification : Préciser le type de la roche selon les classifications standard des roches (noms des classifications).

- ✓ Couleur : Décrire de préférence avant l'assèchement total.

Fig.III.20 : Microscope binoculaire de la description.

La description détaillée morphoscopique comporte huit données principales :

- Type de formation : sable, argile, calcaire, etc…
- Couleur
- Dureté
- Structure granulaire
- Forme (arrondi, sub-arrondi, sub-anguleux, anguleux, bien classés, moyennement classés, mal classés)
- Taille (très grossier, grossier, moyen, fin, très fin)
- Cimentation inter granulaire (argileux, carbonaté, siliceux, quartzitique)
- Dureté (dur, compacte, tendre, indurée, feuilletée, plastique, pulvérulente, friable).

- **Produits chimiques et leur utilisation :**

  Les produits chimiques utilisés pour le traitement et la description des cuttings sont essentiellement, *l'acide chlorhydrique* dilué à 10% pour le test et à 50% pour la calcimétrie, la *trichloroéthane* pour la fluorescence indirecte, la *phénolphtaléine* pour la détection des traces de cimentation. Les autres, sont utilisés dans les cas du doute, de la nature de la lithologie. Ils sont utilisés comme

des r éactifs de certains min éraux tels que, les sulfates, d 'autres produits permettent de distinguer à l 'aide de leur s propri étés physiques , certaines lithologies. Le tableau suivant montre les produits chimiques et leur utilisation ***.*** ***(Voir annexe, fig 1)*** **(Zatout, 2008).**

- **Exemples de tests chimiques :**

- **Acide chlorhydrique** :

Dans le cas de doute de la présence d'huile dans l'échantillon, il suffit de l'émerger dans l'acide dilué; l'apparition des grandes bulles, témoignent sa présence.

- **Le rouge d'Alizarine**:

La différence entre un calcaire et une dolomie n'est pas évidente à l'œil nue. Pour cela, plusieurs techniques sont utilis ées, parmi ces derni ères, il existe le test à rouge d'Alizarine qui s 'effectue en mettant des gouttes sur l 'échantillon. S i, il s 'agit d 'un calcaire, l'échantillon aura une couleur rouge foncé, sinon le reste, reste incolore.

- **Le test du ciment:**

Après le forage du sabot et le d ébut d'une nouvelle section, il est utile de confirmer la présence du ciment.

Bien que le ciment soit alcalin, en ajoutant de la ph énolphtaléine, après le lavage de l'échantillon, si, les cuttings se colorent en violet, cela est dû à sa présence.

- **Test de Chlorure:**

Pour confirmer la pr ésence des chlorures (halite, sylvinte), on effectue un test au laboratoire comme suit:

- ✓ Broyer 2g d'échantillon, lavé et séché, puis les mettre dans un tube à essais.
- ✓ Chauffer dans l'eau distillée et filtrer le résidu.
- ✓ Mettre le résidu dans un tube à essais propre.
- ✓ Ajouter 10 gouttes de Nitrates d'argent ($AgNO_3$).

Si la précipitation est blanche, elle indique la présence des chlorures.

- **Détermination du cavage par l'usage du carbure de calcium*:***

Pendant le forage, le découvert est susceptible de s'élargir ou bien de rétrécir. Ceci, est dû à l'hydratation ou le gonflement des formations, ou bien la formation d'un Mud cake important.

Cet élargissement ou réduction du diamètre du trou, affecte le temps de remontée des échantillons. Pour assurer une collection correcte des échantillons, des tests doivent être effectués pour vérifier le volume réel du trou.

III.6. Détermination de la fluorescence :

➢ **Fluoroscope :**

Le fluoroscope est une boite noire éclairée par des rayons ultraviolets (lampe de WOOD). En introduisant l'échantillon à l'intérieur et en regardant à travers une ouverture appropriée, avec les yeux, les réflexions fluorescentes sont en fonction des couleurs émises, indiquant la présence et la nature de l'hydrocarbure contenu dans l'échantillon **(Fig.III.21).**

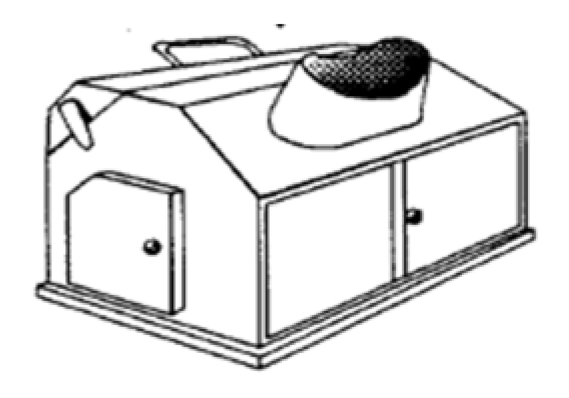


Fig.III.21 : Le fluoroscope

- **Fluorescence directe : Procédure de test :**

- Prendre une coupelle, y placer une petite quantité de cuttings lavés
- Placer l'échantillon dans le fluoroscope et y déterminer :

- Le pourcentage de fluorescence (**observation quantitative**) : Surface fluorescente /Surface totale de l'échantillon en % :

1 – 2% : traces	5 – 20% : moyen	50 – 70% : très bon
2 – 5% : faible	20 – 50% : bon	70 – 100% : excellent

- La couleur de la zone fluorescente (**observation qualitative**)

Marron brun : très lourd	Jaune brun : moyen	Bleue blanche à violette : très léger
Orange – or : lourd	Blanche : léger	

- **Fluorescence indirecte :**

L'échantillon lavé et broyé est mis dans un tube à essai avec comme solvant d'hydrocarbures, le *trichloro-éthane* ou *chloroforme*. La formation d'une auréole fluorescente, qui se distingue du reste du liquide, est un indicateur de la présence d'un hydrocarbure. Dans le cas contraire, la fluorescence est minérale.

III.7. Calcimétrie :

III.7.1. Principe :

Les mesures de calcimétrie s'effectuent avec un calcimètre Bernard ou bien autocalcimétre **(fig.III.22, 23),** afin de déterminer la teneur en carbonates [$CaCO_3$] et (Ca,Mg)$(CO_3)_2$ des échantillons de roche. On enregistre , l'augmentation de pression due au dégagement de gaz carbonique, en attaquant un échantillon de roche par l'acide chlorhydrique dans une cellule à volume constant. La forme et l'amplitude des courbes obtenues permettent de caractériser l'échantillon.

La réaction chimique en jeu est la suivante :

$$CaCO_3 + 2HCl \rightarrow CaCl_2 + CO_2 + H_2O$$

III.7.2. Mode d'emploi:

L'échantillon à analyser doit être au préalable lavé et séché puis moulu finement dans un mortier. La fraction à retenir doit être de 2 décigrammes et mise dans un flacon Erlmeyer. L'acide chlorhydrique HCl (dilué à 50%) est rempli dans un tube et mie dans le même flacon que l'échantillon (sans qu'il y ait le moindre contact HCl – échantillon). Fermé hermétiquement, ce flacon à l'aide du bouchon raccordé au flexible du calcimètre, on lit le repère '0' sur le tube gradué mettant en contact l'acide et l'échantillon.

On assiste alors à la réaction acide / carbonates, lectures à effectuer à 1, 3 et 10 minutes.

Les lectures seront corrigées à partir d'un tableau de correction (T° / lecture brute). La saisie

Des valeurs de calcimétrie sur ordinateur se feront seulement pour celles obtenues pour 1 et 10 mm, afin de retracer les courbes de calcimétrie et de dolomimétrie dans la Master log par exemple.

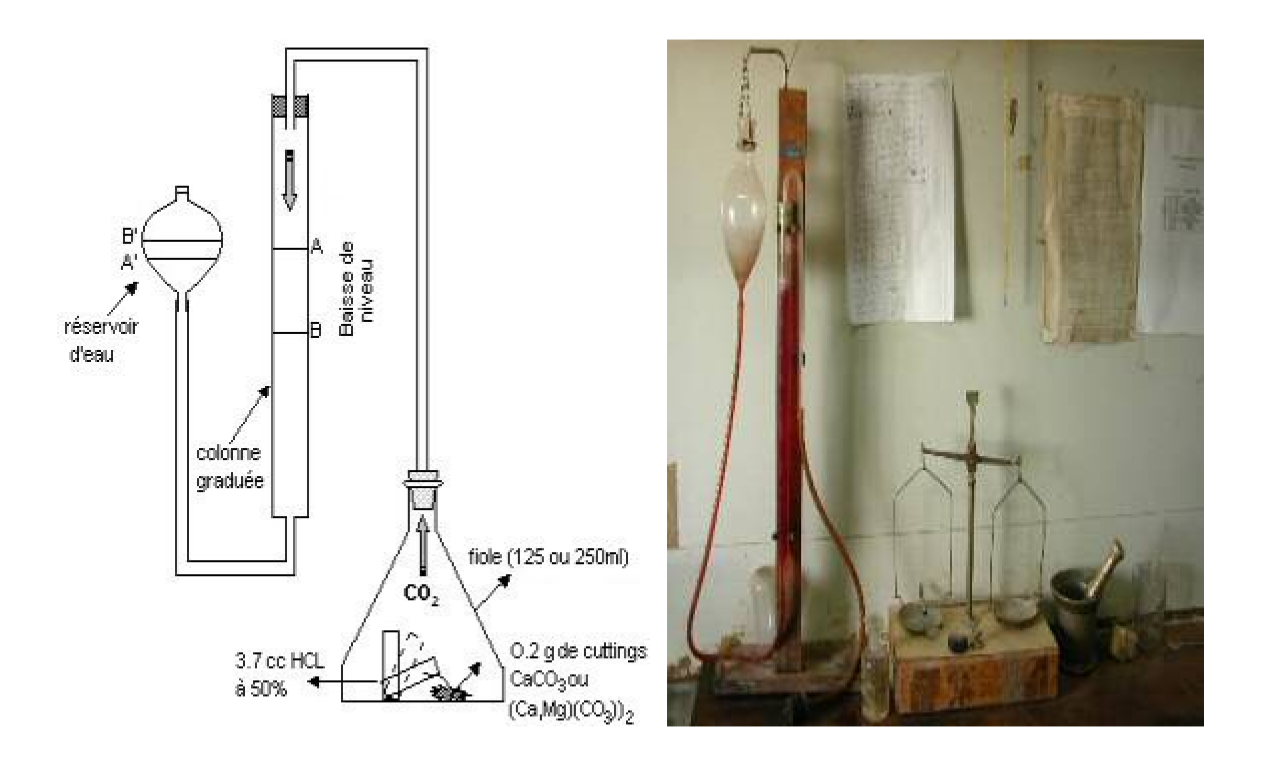


Fig.III.22 : Calcimètre Bernard.

- **Interprétation des résultats de la calcimétrie**

Pour l'interprétation des lectures, on utilise le tableau suivant. Sur celui -ci, les roches décrites sont pures.

Tableau : Les calcimétries de quelques roches carbonatées pures.

Roche pure	1 Min	3Min	10 Min
Calcaire	90	95	100
Calcaire argileux	70	80	90
Calcaire dolomitique	45	70	100
Dolomie calcaire	25	50	95
Dolomie	10	30	90
Marne	35	50	65
Argile calcaire	05	06	10
Argile dolomitique	00	07	15



Fig.III.23 : Autocalcimetre

III.8. Problèmes liés à l'interprétation des cuttings :

Il y a beaucoup de sources de contamination qui sont considérées, au moment de l'interprétation lithologique des cuttings et de la détermination des indices d'hydrocarbure. Ceux-ci sont :

- La présence des cavités dans le puits.
- Les produits chimiques utilisés dans la boue.

- La Contamination de la boue de forage.

IV. Le Carottage:

En forage, les déblais remontés par la circulation ne sont pas toujours représentatifs. Pour le géologue, les renseignements sont incomplets. Ces déblais peuvent provenir de niveaux différents (cas de retombées) dont la vitesse de remontée des déblais est incertaine.

Dans l'industrie de l'huile et du gaz, carotter peut être défini comme " couper et enlever un échantillon cylindrique de roche de la parois du puits."

Il procure des spécimens intacts de la formation. C'est la seule méthode pour faire des mesures directes sur la roche et connaître les propriétés des fluides contenus.

Ces échantillons de carotte sont une des sources les plus précieuses de données pour l'étude de roches de sub-surface et de réservoirs. Par conséquent, carotter est une méthode très importante d'obtention de données pour les géologues, les ingénieurs de forage, les prétrophysiciens et les ingénieurs de réservoir **(F. GRONDIN, 2004).**

La prise d'un échantillon massif (carotte), important, procure au géologue :

- Une certitude sur la côte et le terrain.
- Une valeur du pendage.
- Une appréciation de la dureté des terrains (important également pour le foreur),
- Une possibilité de faire des mesures précises, de porosité, perméabilité,
- Une possibilité de reconnaître avec certitude l'âge du terrain par l'étude des fossiles (micropaléontologie).

Le carottage est réalisé pour différentes raisons et selon le type de puits. Les puits d'hydrocarbure peuvent être classés comme puits d'exploration, d'estimation ou puits de développement **(GRONDIN, 2004).**

Le passage de la phase d'exploration à la phase de développement exige des informations plus détaillées concernant le réservoir. Dans chacun des types de puits, le carottage peut

être la méthode utilisée pour acquérir les données nécessaires.

Il y a deux types de carottage :

- Carottage axiale
- Carottage latéral

Après l'extraction de la carotte le géologue de chantier ou le chef de la cabine mud logging doivent assistent au planche pour :

- Extraction de la carotte du carottier sur le plancher.
- Déterminer le taux de récupération ou de carottage.
- Découpage de la carotte chaque 1m et motionner le pied, tête ; cote et orientation de chaque mètre coupe.
- Prélever ou gratter des chips à .partir de pied et de tête de la carotte pour faire des analyses et description primaires dans la cabine.
- Tester la fluorescence de la carotte dans la cabine (signaler les niveaux a indices pétroliers).
- Description lithologique de la carotte.
- Remplir la fiche technique pour chaque caisse (fiche de carotte), parmi les informations identificatrices : le nom de la société pétrolier, le nome et le numéro de puits, l'intervalle de la carotte (X jusqu'à Y), le nombre de la caisse.
- Miss des carottes dans les cases, et emballage des caisses dans une boite et envoi aux destinataires.



Fig.III.24: Mise des carottes dans les cases.

V. Le master log :

Le système de l'UML permet l'insertion des informations géologiques fabriquées (ci-dessous), dont la synthèse forme le master log (représentation graphique en fonction de la profondeur des informations de géologie, de forage, de gaz et autres) :

a. Les lithologies et leur pourcentage
b. La description des cuttings
c. Les tops de formation
d. Les paramètres de forage et de boue.
e. Les outils consommés pendant chaque phase et leur usure.
f. Total gaz.

En se basant sur ces informations et la vitesse d'avancement, on peut interpréter la colonne stratigraphique (synthèse des descriptions) et la description de l'intervalle.

Par contre, les informations non géologiques (ROP, gaz) sont réalisées par le système.

La colonne stratigraphique est le fruit de la surveillance géologique en cours de forage. Elle est établie à partir de la description des cuttings effectuée par le mud logger, c'est-à-dire: les lithologies et pourcentages, la calcimétrie et aussi les vitesses d'avancement et parfois les paramètres mécaniques de forage.

Cependant, cette colonne stratigraphique est interprétée car basée sur un échantillonnage ponctuel (pas d'échantillonnage). Les cuttings récoltés sur les 10 mètres sont mélangés et leur ordre vertical est perdu. La calcimétrie, la vitesse d'avancement et les paramètres mécaniques de forage permettent de remédier partiellement à cet impératif.

La description géologique des formations doit être la synthèse des descriptions de tous les échantillons prélevés lors de leur forage. ***(Voir annexe fig3.)***

VI. La corrélation :

La corrélation est un terme qui désigne, les méthodes par lesquelles la relation entre les différentes strates d'âge de la croûte terrestre est établie. Cette relation peut être établie, en comparant les caractéristiques physiques des couches, les unes avec les autres, (corrélation physique) et en comparant le type de fossiles trouvés dans les différentes strates (corrélation paléontologique).

Dans la cabine de mud logging, l'ingénieur data corrèle les formations d'après leur lithologie entre le puits en cours de forage et les puits déjà forés dans le voisinage (puits off set). Elle

permet de sérier l'échantillonnage à l'approche des tops pour bien le positionner (Chaque 5 mètres, puis chaque mètre) **Fig.III.25**.

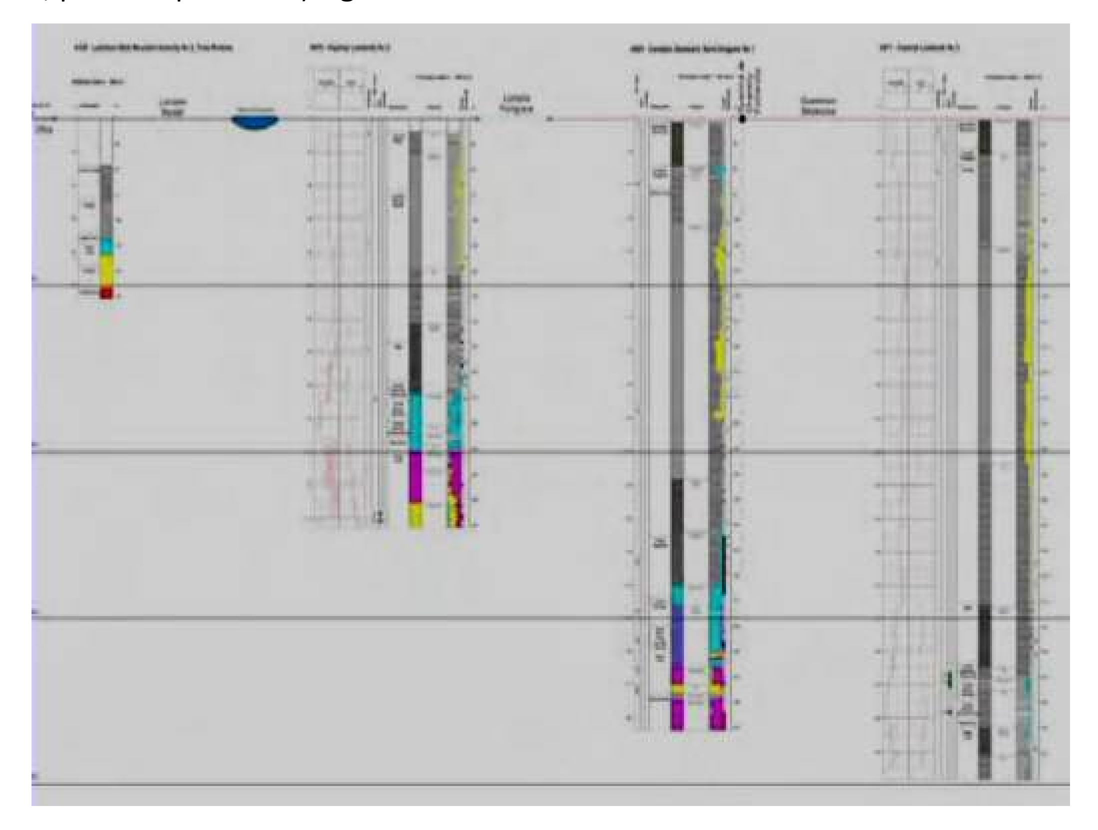


Fig.III.25: la corrélation.

VII. Final Well Report :

C'est un rapport de fin de sondage qui représente : les informations et toutes les opérations d'engineering effectuées durant la réalisation du puits, les opérations électriques, la description géologique des couches traversées par le forage, le type de BHA utilisé dans chaque phase, les outils et leurs performances ainsi, que les problèmes et événements rencontrés en cours de forage (coincements, pertes de boue, venues, etc.).

Le rapport final de puits contient : 3 dossiers Doc, Excel, Wellwizerd.

VII.1. Dossier Doc : Il contient les fichiers suivantes :

A. Introduction

- But du sondage
- Situation du puits
- Données générales

- Description de la sonde
- Contractants

B. Données de forage & boue

- Rapports des phases
- Mesures de déviation
- Performances des outils.
- Rapports de BHA
- Rapports de boue
- Rapport de tubages et cimentations
- Analyse des temps
- Coûts de forage

C. Données de geologie

- Aperçu litho-stratigraphique
- Fiche stratigraphique du puits.
- Description des carottes

D. Résultats de production : Test n°1

E. Opérations électriques.

F. Annexes

- Rapports journaliers de forage.
- Liste des tubages
- Masterlog 1/500
- Drilling log 1/500
- Gas log 1/500

VII.2. Dossier Excel : il contient les fichiers suivants :

a. Profil
b. Progress *(Annexe 04).*
c. Bite
d. Coûts
e. Timing *(Annexe 05).*
f. BHA
g. Casing lists

VII.3. Dossier Wellwizard : Il contient les fichiers suivants :

a. Drilling log .
b. Gaz log
c. Master log

Partie 02

Etude pratique

Incident 01

Puits OELE-1 (TP209)

I. Généralités sur le puits :

Le puits Ouine Eslak Est -1 (OELE-1) est situé au centre du périmètre Tinrhert, entre les gisements d'Alrar à l'Est et Tamadanet à l'Ouest. Il est une partie de l'exploration du Réservoir Dévonien et du complexe Cambro-ordovicien existant dans la région avec un carottage additionnel des intervalles du F2, F3, F6 et du Cambro-ordovicien (sonatrach)**.**

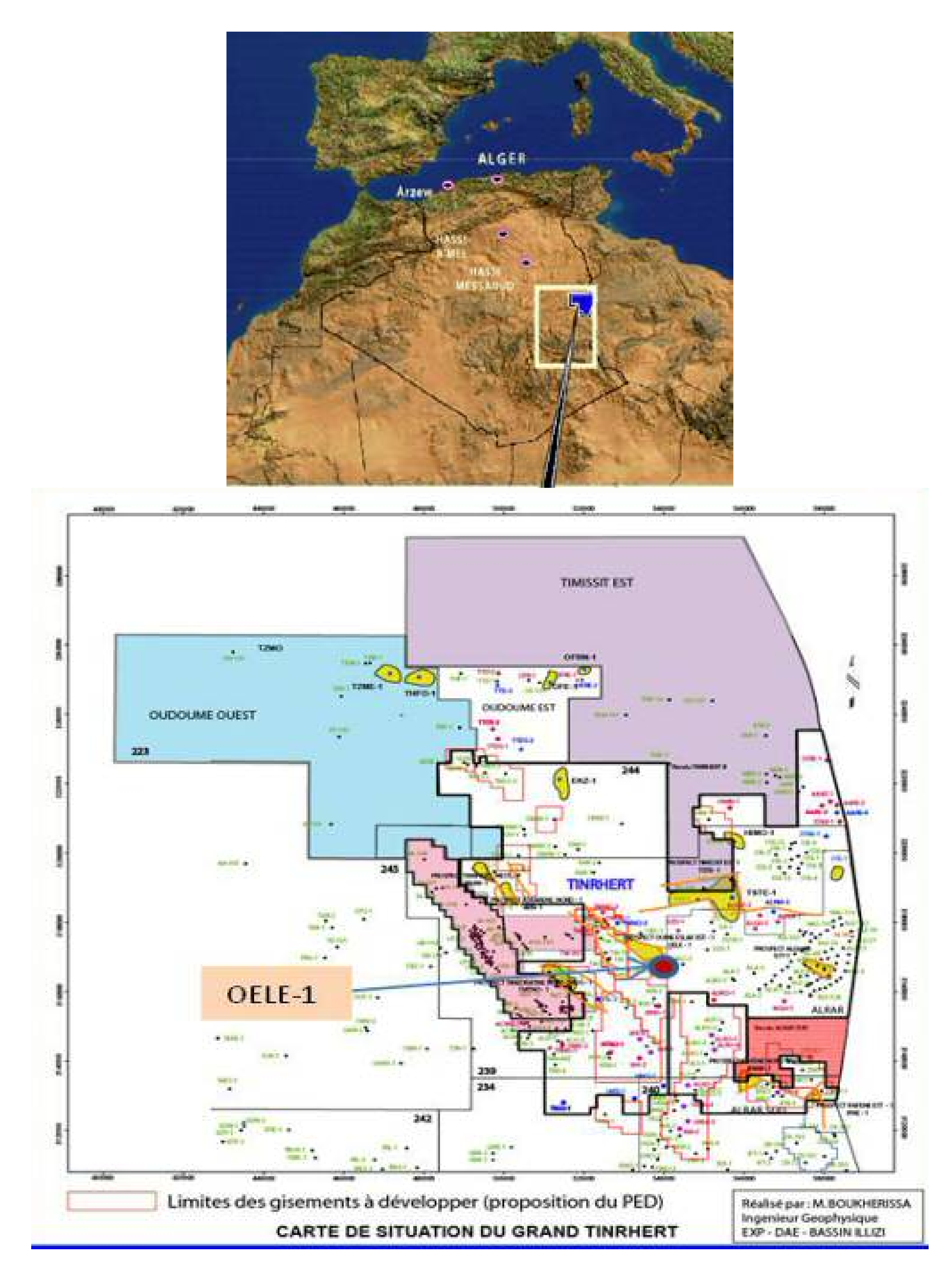


Fig.IV.1 : Situation de puits *Ouine Eslak Est -1.*

II. Les problèmes prévus pendant le forage :

- Risques de pertes partielles ou totales lors de forage de la phase 8 1/2'' dans le réservoir F3.
- ROP réduit dans le silurienne argileux.
- Enregistrement des gaz de connexion.
- Coincement dans les formations argileux (silurienne argileux).
- Possibilité des pertes pendant le pompage de la boue.

III. Etat et opérations avant l'incident :

a) Pressions de gisements:

- Réservoir dévonien F2 =228 kg/cm2 ou 3250psi
- Réservoir dévonien F3 =306 kg/cm2 ou 4350psi

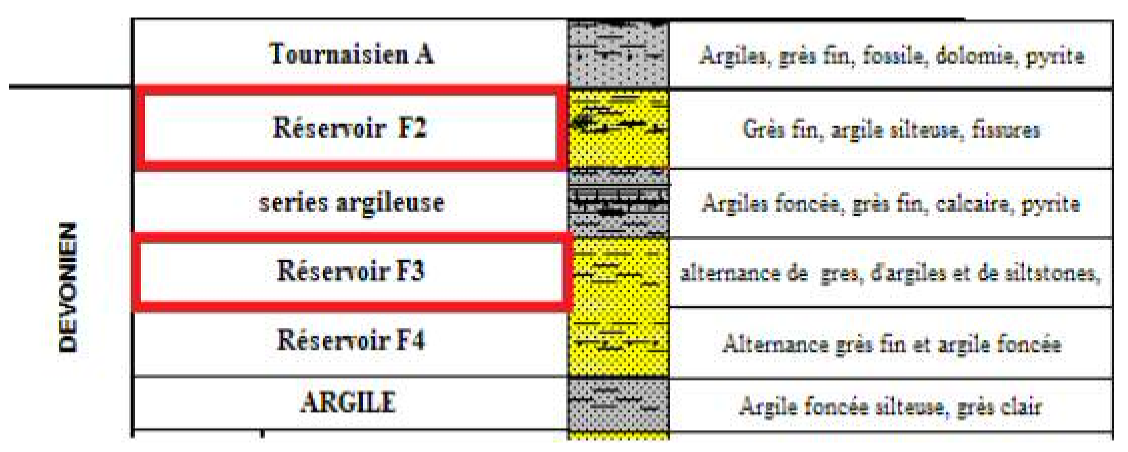


Fig.IV.2 : Différents réservoirs dévoniens de puits Ouine Eslak Est -1.

b) Opérations : journée du **02/03/2012 :**

- **00:00-08:15 :** Forage normal dans la phase 8''½ de 2539m à 2592m dans le Dévonien Série Argileuse.
- **08:15-09:00 :** Circulation géologique pour toper le réservoir Dévonien F3 Top provisionnel=**2612m.**
- **09:00-10:30 :** Reprise du forage de 2592m à 2600m.
- **10:30-11:15 :** Circulation géologique pour toper le réservoir Dévonien F3.
- **11:15-12:00 :** Reprise du forage de 2600m à 2603m.
- **12:00-12:15 :** Réparation sur pompe de forage suite à une chute de pression.
- **12h00 :** Durant la réparation de la pompe, la circulation a été effectuée par une seule pompe à faible débit 550 lpm
- **12h05 :** Une perte partielle a été observée après un laps de temps, elle est devenue par la suite, une perte totale (pas de retour de boue).

- **12h15 :** Un commentaire (perte de boue) a été porté par l'Unit Manager, dès son retour du déjeuner, en avisant le chef de poste, le superviseur ainsi que le boueur ; la perte était de 05m3.

Un flow check a été entamé puis arrêté (après 03min) parce que le boueur n'était pas d'accord avec la perte qui s'est manifestée; alors que l'accrocheur avait bien commencé la dilution suite à la baisse des niveaux des bacs actifs. Avec le redémarrage des pompes, une augmentation de pression, a été constatée, due au bouchage de l'outil ou de l'espace annulaire par les cuttings. Dans ce cas, le chef de poste a arrêté les pompes pour vérifier.

- **12h30 :** A l'état statique, il a été remarqué que le puits débitait, c'est pourquoi, il a immédiatement fermé le puits sans déclencher l'alarme de venue.



Fig.IV.3 : Affichage des paramètres de forage (système ALS2, Rapport sonatrach).

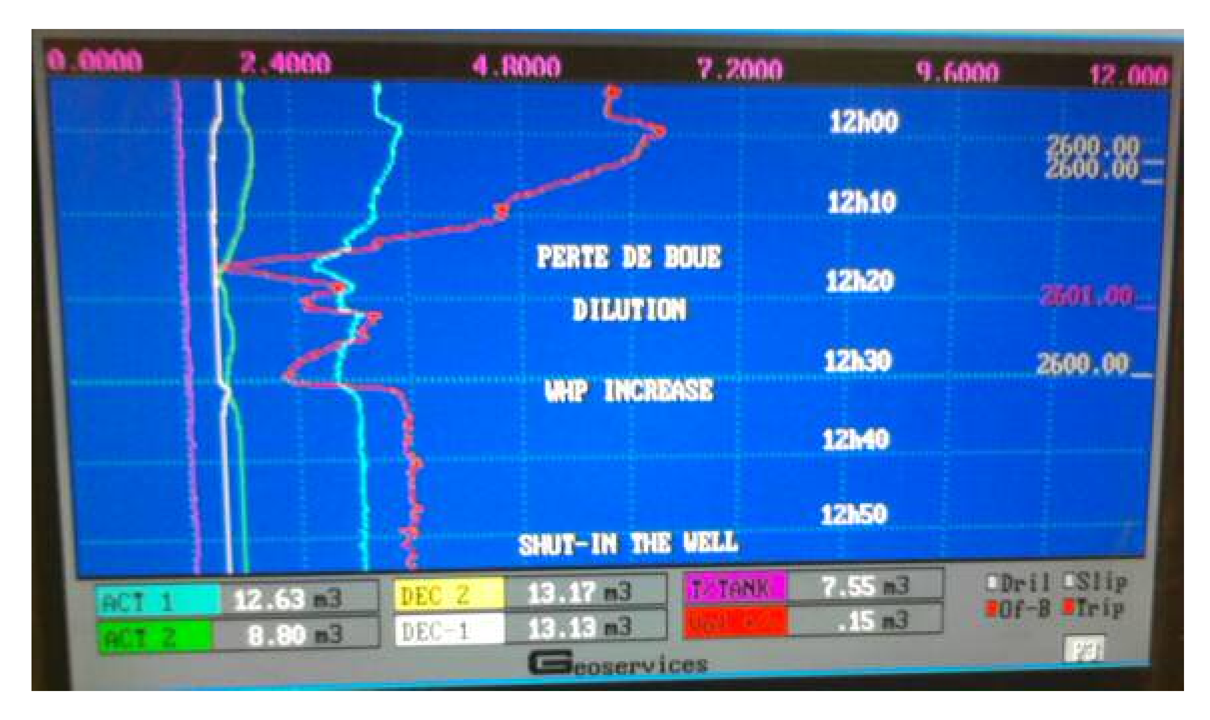


Fig.IV.4 : Affichage des volumes des bacs de boue(système ALS2, Rapport sonatrach).

IV. Description d'événement :

- ❖ Après la fermeture du puits, les données suivantes ont été enregistrées:
  - Volume du gain: estimé 01m3,
  - Pression annulaire (Pa): 500 Psi,
  - Pression tiges (Pt): 640 Psi (après débouchage de l'outil)
- ❖ Une circulation sur duses a été effectuée pour évacuer la venue suivant driller's méthode sans résulter sur un bouchon remarquable de gaz en surface et avec pertes partielles de 05m^3, après circulation de volume puits
  - Pa = Pt = 600psi (non suivi d'un alourdissement de boue)
- ❖ Un bleed Off a été effectué sur Trip Tank, résultant 06m3 de gain et Pa = Pt = 0
- ❖ Une circulation conventionnelle a été décidée pour nettoyer le puits durant laquelle des bouchons de gaz importants sont enregistrés allant jusqu'à 60% TG
- ❖ Le puits OELE-1 a été maîtrisé totalement le jour même 02/03/2012 à 19hr30.

V. CONCLUSION

❖ L'hypothèse la plus possible concernant la cause de cet incident compliqué est, des pertes importantes survenues juste au top du réservoir Dévonien F3 à l'état dynamique provoquant la chute de la pression hydrostatique. A l'arrêt des pompes (l'état statique), la formation a refoulé un certain volume de boue absorbé, il ne s'agit pas d'un kick, mais, du phénomène de BALOONING.

❖ Cette analyse est confirmée par l'égalité des deux pressions en tête Pa et Pt avoisinant 600psi.

D'où, quand, Pa = Pt ====> l'influent à la même densité que la boue (La densité de la boue utilisée varie entre 1.03 et 1.04 Kg/L).

Cette boue a été poussée par le gaz de formation lors de la circulation conventionnelle qui a suivi ce contrôle.

Incident 02

Puits NHN-4 (TP-180)

I. Généralités sur le puits :

Le puits NHN-4 est un puits d'exploration foré dans le bloc 438c à Haoud Berkaui qui appartient au bassin d'Oued Mya.

Sa profondeur totale est de 4287m, qui a pour objectif le Trias T1 , TSI (Trias S éries inférieures) et de la Dalle de MEKRATA.

Sur le champ, il y a deux puits :

1. **Puits NHN-1:**

- Débit de 6,38 m^3/h d'huile (Quartzites de Hamra + Grés d'El Atchane)

2. **Puits NHN-3:**

- Débit de 14,485 m^3/h d'huile + 2747m^3/h de Gaz (T1 + TSI) avec un risque :
- « **Effet Swabbing** » important. **(Sonatrach, 2011).**

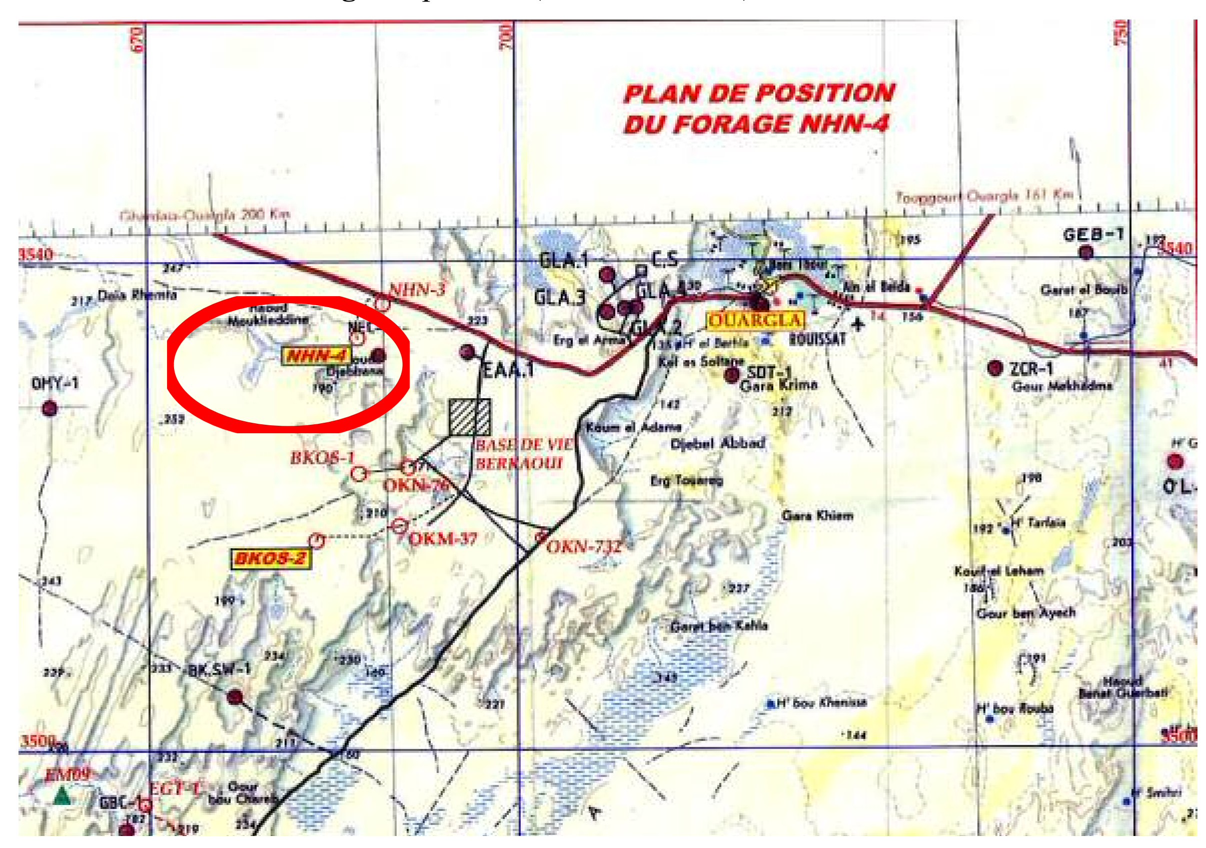


Fig.IV.5. Situation de puits NHN-4.

II. Chrono des événements :

❖ **Le 29/08/2011 (23h36 – 00h30) :**

➢ **A la côte : 4087m**

Après un forage normal de 3980m à 4087m en phase 6'' :

- ROP moyen = 1,14 m/h, TG max = 1,36 %, Densité de boue d = 1,55 Kg/l.

Suite à une augmentation brusque de pression de 3300 psi à 3500 psi, la circulation a été arrêtée et devenue impossible : Bouchage de l'outil.

Des essais de débouchage de l'outil ont été effectués, notamment par un travail de garniture (sans succès).

- ❖ **Le 29/08/2011 (00h30 – 13h52) :**
  - ➢ Impossibilité de circuler, la décision de remontée a été prise à **00h30**.
  - ➢ Début remontée à **00h30** de 4087m
  - ➢ Remplissage chaque 05 Stands
  - ➢ Flow Check: aux côtes suivantes: 3430m, 2000m & 1000m
  - ➢ A la côte 325m, le niveau a remonté dans le puits.

Constat fait par l'Unit Manager à 325m **(13h52)** :

Après, un changement d'allure du Vol +/- (Gain~200 L) remarqué sur la charte

La première procédure est la discutions ou l'information de Chef de poste.

- ❖ **Le 29/08/2011 (13h52 – 14h00)** Confirmation de la venue **:**

L'Unit Manager avise les personnels concernés à **13h52** :

Présents au plancher : (Chef de poste + Chef de chantier + Superviseur Forage + Boueu r) à **14h00**, pour faire un Flow check à 315m

- Constat visuel: Puits débité
- Commentaire sur Charte (Mud Gain) à Gain = 800 L
- Fermeture du puits avec Gain = 2,00m3
- Pression en tête: Pt (SPP) = Pa (WHP) = 0 psi
- Outil toujours bouché (Circulation impossible).

- ❖ **Le 29/08/2011 (14h00 – 20h00) :**

➢ Ouverture BOP

- Continu remontée au jour avec Gain
- Changement outil (Outil remonté complètement bouché par l'asphalte)
- Descente Outil + 01 Stand DC 4''3/4
- Débit & Pression importante
- Fermeture puits sur DC 4''3/4

- Pressions en tête: Pt=WHP= 1900 psi et GAIN = 20m3 **(16h00)**

❖ **Le 29/08/2011 (20h00 – 21h00):**

Circulation à travers POOR BOY dégazeur.

- Densité In MWin = 2,23 kg/l et Densité Out MWOut = 1,70 kg/l
- MUD GAIN = 9 m3 (Total Mud Gain = 29 m3).

- Augmentation de pression WHP : Pt = 2000 psi et Pa = 2060 psi.

❖ **Le 29/08/2011 (21h00 – 21h30) :**

➢ Essai de descente en strippant

- Connexion d'un (01) Joint DP 3''1/2
- Essai de Stripping de la longueur de DC 4 ''3/4 (descente avec BOP annulaire Fermé)
- Ouverture du BOP.
- Ejection de la longueur de DC 4''3/4 avec tige carrée endommagée.

❖ **Le 29/08/2011 (21h30 – 00h00)**

- Fermeture BLIND RAMS (complète), Pression en tête: WHP = 2950 psi.

❖ **Le 30/08/2011**

➢ Descent d'un PUP JOINT + Safety Valve

- Fermeture BOP sur Pup Joint 5''
- Pression en tête: WHP = 2950 psi
- Attente Coil Tubing.
- Arrivée de l'équipe BOOTS & COOTS

❖ **Du 31/08 au 04/09/2011**

- Attente Coil Tubing

❖ **Le 05/09/2011 :**

- Montage des équipements Coil Tubing
- Test en pression des équipements: Ok
- Descente Coil Tubing avec Circulation : Vitesse descente = 25m/mn, 60 lpm, (P ref= 4500 psi, P/ annulaire = 3100 psi, V pompé=25m3)

- Circulation au sabot 7'' à 3431m (Q=1,2 bbl/mn, P refoulement= 6700 psi),
- P/ annulaire d écroit jusqu'à « 0 psi » après 53m3 de volume de boue pompé de densité d= 1,55 kg/l

❖ **Le 06/09/2011 :**

- Circulation au sabot 7'', Gaz Tot = 100% Jusqu'à TG = 27%
- Arrêt circulation et fermeture de duses, P/ annulaire = Pt = 0.
- Ouverture Puits et Observation: Niveau stable,
- Démontage équipements Coil tubing
- Descente garniture nue au sabot et circulation.
- Assemblage BHA avec DC 4''3/4 pour descente et reprise forage.

III. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS :

On pense que la venue a été provoquée par un SWABING important dû à :

1. La remontée avec outil bouché
2. L'espace annulaire très réduit (Outil 6'' - Intérieur Tubage 7'')
3. La vitesse de remontée rapide

La réaction du personnel Mud Logging a été bonne du moment , où la venue a été détectée à ses balbutiements (Gain ~ 200 litres à **13h52**)

La réaction de l'ensemble des intervenants sur chantier a été bonne (Chef de poste + Superviseur + Chef de chantier + Boueur) présents au Flow Check à 315m à**14h00**.

Constat Visuel : puits débité.

A la première fermeture du Puits à **16h00** : Pt = Pa = 0 psi

En fin de compte, cette situation doit servir de leçon pour tout le personnel opérationnel afin de garder une vigilance permanente durant toutes les étapes de surveillance.

Ils suggèrent:

- ✓ De revoir les procédures actuelles de remplissage (chaque 5 longueur) durant la remontée et d'adopter la procédure de remplissage en continu.
- ✓ Vérifier avant chaque manœuvre par le programme surge & swab pour déterminer la vitesse limite de remontée (HOOK SPEED).

Conclusion

CONCLUSION

En guise de conclusion générale, l'étude a consisté à la description et l'interprétation détaillée de deux incidents survenus en 2011 et 2012, qui se caractérisent par :

-Les lieux dans lesquels ont eu lieu les incidents sont différents.

-Les dates d'intervention sont très récentes et d'écart rapproché (écart de huit mois).

-Au niveau de l'incident n°01, la nature de l'incident est relative au phénomène de BALOONING, au niveau du n°02, la nature est SWABING.

-Les explications du 1er phénomène sont motivées par : Pertes importantes survenues juste au top du réservoir Dévonien F3 à l'état dynamique provoquant la chute de la pression hydrostatique entrainant l'arrêt des pompes induisant le refoulement de la boue absorbée.

-Les explications du 2ème phénomène se justifient par : Le bouchage de l'outil de forage avec une manipulation désordonnée (remontée avec une vitesse rapide).

C'est grâce à la technique MUD LOGGING, largement utilisée au niveau des chantiers pétroliers, sa maitrise par les personnels de la cabine mud logging, que l'impact des deux incidents a été minimisé, par la détection précoce, par le biais des capteurs via l'écran de chef cabine mud logging.

Cette technique, d'après notre avis, est chère, mais, est très efficace contre les ratages des forages. Et que, tout forage d'exploration, surtout, doit être assisté par cette activité pour sa réussite durant l'ensemble des phases.

Liste des figures

Liste des sigles

BOP : *blow out presser.*
BRF : *bouchon de reprise de forage*
CaCl2 : *chlorure de calcium*
Co2 : *dioxyde de carbone*
Csg: *casing (tubag).*
D: *dencité*
DAU *: Data Acquisition Unit*
DC: *drill collar*
DP: *divisions de production*
DPU *: Depth Processor Unit*
EXPLO: *exploration*
FID: *flame ionization detector*
FWR: *final well report*
H2S: *sulfur of hydrogen*
MCI: *mud in conductivity*
MCO: *mud out conductivity*
Mm: *millimètre*
mSiemens/cm: *millisemness par centimeter*
MTI: *mud in temperature*
MTO: *mud in temperature*
MWI: *mud Wight in*
MWO: *mud Wight out.*
P: *pression*
Pa: *pression annuler*
Ppm: *partie par million*
Psi: *unité de pression*
Pt: *pression tige*
Kg: *kilogramme*
ROP: *rate of penetration*
SPM: *stand per minute*
SPP: *stand pip presser*
T°: *temperature*
TD: *total depth*
TGD : *total gaz détecté*
UML : *unité mud logging*
UV : *ultra violète*
WHP : *well head presser*
WOB : *Wight en bit*
" : *Pouce.*

